

# Trabajo Fin de Grado

## Ingeniería de Tecnologías Industriales

### Modelado y Optimización de Sistemas de Generación Energética Distribuida Mediante Algoritmo PSO Binario

Autor: Pablo Gil Barroso

Tutor: Pablo Cortés Achedad

**Dep. Organización Industrial y Gestión de  
Empresas II**

**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**

Sevilla, 2017



# Índice de contenido

Objeto del Proyecto.	1
1. Introducción.	3
2. Revisión de la literatura.	5
3. Modelado.	12
3.1. Nomenclatura.	13
3.2. Sistemas considerados.	14
3.3. Datos y variables.	16
3.3.1 Baterías.	16
3.3.2 Acumuladores térmicos.	18
3.3.3 Energías renovables.	20
3.3.4 Cogeneración (CHP).	22
3.3.5 Caldera.	24
3.3.6 Generales: Grid, gas y demanda.	26
3.4 Restricciones técnicas.	28
3.3.1 Restricciones técnicas de las baterías.	28
3.3.2 Restricciones técnicas de los acumuladores térmicos.	30
3.3.3 Restricciones técnicas de los equipos renovables.	32
3.3.4 Restricciones técnicas de la cogeneración (CHP).	34
3.3.5 Restricciones técnicas de la caldera.	36
3.5 Balances energéticos.	37
3.5.1 Balance eléctrico.	37
3.5.2 Balance térmico.	41
3.6 Función Objetivo	46
4. Métodos de Optimización y Solucion adoptada.	50
4.1. Métodos de optimización.	50
4.2. Algoritmo basado en el enjambre de partículas (PSO).	52



4.2.1 PSO para codificación binaria.	55
4.2.2 PSO adoptado al problema.	56
5. Descripción técnica de la solución adoptada.	57
5.1. Lectura del fichero de entrada	58
5.2. Definición de la partícula.	59
5.3. Heurística para la Generación de la nube inicial de partículas.	63
5.3.1 Selección de los Sistemas a usar y asignación de consignas en funcionamiento.	63
5.3.2 Configuración de los parámetros de diseño del algoritmo PSO binario.	66
5.4 Escritura en el fichero de salida.	68
6. Resolución para los escenarios de análisis.	69
6.1. Escenarios de 10 periodos.	69
6.1.1 Baterías y grid.	70
6.1.2 CHP y grid.	73
6.1.3 CHP, baterías y grid.	77
6.1.4 CHP, baterías, acumulador y grid.	82
6.1.5 CHP, baterías, acumulador, caldera y grid.	88
6.1.6 CHP, baterías, 3 acumuladores en paralelo y grid.	90
6.1.7 CHP, baterías, acumulador, renovables, caldera y grid.	92
6.2. Escenario global de 96 periodos.	96
7. Comparación y Análisis de resultados.	100
7.1. Comparación y Análisis de los Resultados en Escenarios de 10 Periodos.	100
7.2. Comparación y Análisis de los Resultados en Escenarios de 96 Periodos.	102
8. Conclusiones.	104
9. Referencias.	107
Anexo 1: Descripción del fichero de entrada.	109
Anexo 2: Descripción del fichero de salida.	115

# Índice de Tablas

Tabla 1: Datos técnicos del conjunto de baterías.	16
Tabla 2: Datos económicos del conjunto de baterías.	16
Tabla 3: Variables principales del conjunto de baterías.	17
Tabla 4: Variables auxiliares del conjunto de baterías.	17
Tabla 5: Datos técnicos del conjunto de acumuladores.	18
Tabla 6: Datos económicos del conjunto de acumuladores.	18
Tabla 7: Variables principales del conjunto de acumuladores.	19
Tabla 8: Variables auxiliares del conjunto de acumuladores.	19
Tabla 9: Datos técnicos del conjunto de los equipos renovables.	20
Tabla 10: Datos económicos del conjunto de los equipos renovables.	20
Tabla 11: Variables principales del conjunto de los equipos renovables.	21
Tabla 12: Variables auxiliares del conjunto de los equipos renovables.	21
Tabla 13: Datos técnicos del equipo de cogeneración.	22
Tabla 14: Datos económicos del equipo de cogeneración.	22
Tabla 15: Variables principales del equipo de cogeneración.	22
Tabla 16: Variables auxiliares del equipo de cogeneración.	23
Tabla 17: Datos técnicos de la caldera.	24
Tabla 18: Datos económicos de la caldera.	24
Tabla 19: Variables principales de la caldera.	24
Tabla 20: Variables auxiliares de la caldera.	25
Tabla 21: Datos técnicos globales del sistema.	26
Tabla 22: Datos económicos de la demanda externa de energía.	26
Tabla 23: Variables principales del sistema completo.	26
Tabla 24: Variables auxiliares del sistema completo.	27
Tabla 25: Matriz de configuración de equipos.	60

Tabla 26: Matriz de consignas energéticas.	60
Tabla 27: Vector de costes eléctricos de cada partícula.	61
Tabla 28: Vector de costes térmicos de cada partícula.	61
Tabla 29: Vector de costes totales por periodo.	61
Tabla 30: Coste final de la partícula.	61
Tabla 31: Matriz de excesos energéticos.	62
Tabla 32: Vector de nivel de baterías.	62
Tabla 33: Vector de nivel de acumuladores.	62
Tabla 34: Demanda energéticas para definición parámetros.	65
Tabla 35: Ajuste número de partículas.	66
Tabla 36: Ajuste factor de inercia.	67
Tabla 37: Ajuste pesos.	67
Tabla 38: Ajuste velocidad.	68
Tabla 39: Activación de equipos escenario 1 a.	70
Tabla 40: Activación de equipos escenario 1 b.	71
Tabla 41: Activación de equipos escenario 2 a.	73
Tabla 42: Activación de equipos escenario 2 b.	76
Tabla 43: Activación de equipos escenario 3 a.	78
Tabla 44: Activación de equipos escenario 3 b.	80
Tabla 45: Activación de equipos escenario 4 a.	82
Tabla 46: Activación de equipos escenario 4 b.	85
Tabla 47: Activación de equipos escenario 5.	88
Tabla 48: Activación de equipos escenario 6.	90
Tabla 49: Activación de equipos escenario 7.	93
Tabla 50: Activación de equipos escenario 96 periodos.	96
Tabla 51: Activación de equipos en los diferentes escenarios.	101
Tabla 52: Comparación entre algoritmos PSO y método Montecarlo.	101
Tabla 53: Comparación entre algoritmo PSO y método Montecarlo 96 periodos.	102

# Índice de Figuras

Figura 1: CHP.	7
Figura 2: Sistema CHP.	8
Figura 3: Diagrama de flujo.	12
Figura 4: Modelo de iteración.	13
Figura 5: Diagrama de bloques del sistema completo.	15
Figura 6,- Diagrama de bloques del sistema eléctrico.	37
Figura 7: Grafo de flujo de energía eléctrica.	38
Figura 8: Diagrama de bloques del sistema térmico.	41
Figura 9: Grafo de flujo de energía térmica.	42
Figura 10: Estructura general del algoritmo.	57
Figura 11: Secuencia de creación de una partícula.	63
Figura 12: Curva de aprendizaje del algoritmo.	66
Figura 13: Curvas de demanda.	69
Figura 14: Consignas eléctricas en escenario 1 a.	70
Figura 15: Nivel de baterías en escenario 1 a.	71
Figura 16: Consignas eléctricas en escenario 1 b.	72
Figura 17: Nivel de baterías en escenario 1 b.	72
Figura 18: Costes eléctricos en escenario 1b.	73
Figura 19: Consignas eléctricas en escenario 2 a.	74
Figura 20: Consignas térmicas en escenario 2 a.	74
Figura 21: Excesos energéticos en escenario 2 a.	75
Figura 22: Costes totales en escenario 2 a.	75
Figura 23: Consignas eléctricas en escenario 2 b.	76
Figura 24: Consignas térmicas en escenario 2 b.	76
Figura 25: Costes totales en escenario 2 b.	77
Figura 26: Consignas eléctricas en escenario 3 a.	78

Figura 27: Consignas térmicas en escenario 3 a.	78
Figura 28: Nivel de carga de baterías en escenario 3 a.	79
Figura 29: Costes totales en escenario 3 a.	79
Figura 30: Consignas eléctricas en escenario 3 b.	80
Figura 31: Consignas térmicas en escenario 3 b.	80
Figura 32: Nivel de carga de baterías en escenario 3 b.	81
Figura 33: Costes totales en escenario 3 b.	81
Figura 34: Consignas eléctricas en escenario 4 a.	83
Figura 35: Consignas térmicas en escenario 4 a.	83
Figura 36: Nivel de carga de baterías en escenario 4 a.	84
Figura 37: Nivel de carga de acumuladores en escenario 4 a.	84
Figura 38: Costes totales en escenario 4 a.	85
Figura 39: Consignas eléctricas en escenario 4 b.	86
Figura 40: Consignas térmicas en escenario 4 b.	86
Figura 41: Nivel de carga de baterías en escenario 4 b.	86
Figura 42: Nivel de carga de acumuladores en escenario 4 b.	87
Figura 43: Costes totales en escenario 4 b.	87
Figura 44: Consignas eléctricas en escenario 5.	88
Figura 45: Consignas térmicas en escenario 5.	89
Figura 46: Nivel de carga de baterías en escenario 5.	89
Figura 47: Nivel de carga de acumuladores en escenario 5.	89
Figura 48: Costes totales en escenario 5.	90
Figura 49: Consignas eléctricas en escenario 6.	91
Figura 50: Consignas térmicas en escenario 6.	91
Figura 51: Nivel de carga de baterías en escenario 6	91
Figura 52: Nivel de carga de acumuladores en escenario 6.	92
Figura 53: Costes totales en escenario 6.	92
Figura 54: Consignas eléctricas en escenario 7.	93
Figura 55: Consignas térmicas en escenario 7.	94

Figura 56: Nivel de carga de baterías en escenario 7.	94
Figura 57: Nivel de carga de acumuladores en escenario 7.	94
Figura 58: Excesos energéticos en escenario 7.	95
Figura 59: Beneficios totales en escenario 7.	95
Figura 60: Curvas de demanda en escenario 96 periodos.	96
Figura 61: Consignas eléctricas en escenario de 96 periodos.	97
Figura 62: Consignas térmicas en escenario de 96 periodos.	97
Figura 63: Nivel de carga de baterías en escenario de 96 periodos.	98
Figura 64: Nivel de carga de acumuladores en escenario de 96 periodos.	98
Figura 65: Excesos energéticos en escenario de 96 periodos.	99
Figura 66: Costes totales en escenario de 96 periodos.	99
Figura 67: Porcentaje de mejoría.	102



## Objeto del Proyecto

El propósito del estudio es el diseño de una herramienta informática capaz de resolver un problema de sistemas de generación energética distribuida mediante un algoritmo de optimización, buscando maximizar el rendimiento tanto técnico como económico. El sistema debe de contar con equipos almacenadores de energía, de energía renovables y generadores. El principal propósito es la creación de dicha herramienta informática tal que devuelva, en tiempo real, la configuración más optima de los equipos presentes en el sistema.

El estudio comienza explicando las motivaciones y causas de su realización, introduciendo la situación energética actual y como surgen nuevas ideas en el ámbito de la distribución de energía. Se plantea la generación de energía distribuida como una baza para mejorar el sistema tradicional, tanto desde el punto de vista técnico, como económico y medioambiental. Del mismo modo, se expone la importancia de la existencia de equipos renovables y almacenadores para un funcionamiento eficiente de la generación distribuida. En este nuevo escenario, la cogeneración es una enorme opción de futuro para poder atender la enorme demanda de energía eléctrica y térmica a la que nos enfrentamos en la actualidad. Así, los sistemas combinados CHP se caracterizan por producir simultáneamente dos o más tipos de energía, normalmente electricidad y calor o energía mecánica y calor, en contraposición al sistema convencional.

Teniendo en cuenta las ventajas del sistema de generación de energía distribuida así como la presencia de diferentes equipos para su funcionamiento, la cuestión central a determinar es cuál es la combinación más óptima de todos ellos para ser capaces de atender, en tiempo real, tanto la demanda eléctrica como térmica exigida por el sistema. A lo largo de este trabajo se pretende solucionar este problema a través de un algoritmo de optimización.

Una vez presentado el problema a estudiar, se diseña el modelo que lo define incluyendo las variables existentes en el sistema, las restricciones técnicas asociadas a cada uno de los equipos y la función objetivo que persigue el estudio. Además, se añaden las ecuaciones referidas, así como su grafo, al balance energético existente en el problema.

A continuación, se explican las diferentes técnicas de optimización existentes que pueden resolver el problema. Para ello, se comienza exponiendo que es una técnica metaheurística y como se pueden clasificar dichas técnicas. Se justifica la elección del algoritmo *Particle Swarm Optimization* (PSO) para la resolución del problema y se realiza una descripción de las características y del funcionamiento del algoritmo elegido.

Posteriormente, se realiza una descripción técnica del algoritmo a implementar, indicando la secuencia que sigue el optimizador para alcanzar la solución. Esta secuencia es la siguiente:



lectura de los datos de entrada, creación de una población inicial, exposición de la heurística empleada para resolver el problema y escritura de los datos de salida. Una vez planteada la secuencia del algoritmo se definen los parámetros particulares del algoritmo.

Tras el diseño del optimizador, se procede a la resolución del problema mediante el algoritmo implementado para diferentes escenarios, diferenciándolos según el número de equipos presentes en el sistema, el número de periodos existentes o el nivel de carga inicial de los equipos almacenadores. Una vez resueltos los diferentes escenarios, se comparan las soluciones obtenidas mediante el algoritmo propuesto frente al método de resolución de Montecarlo.

Las conclusiones expuestas al final del proyecto, se realizan a partir de los resultados obtenidos y su posterior análisis. Estas conclusiones defienden y justifican el uso del algoritmo implementado frente al método de Montecarlo para la resolución del problema estudiado a lo largo de este proyecto.

Se puede concluir que la herramienta informática diseñada a lo largo de este proyecto permite generar en tiempo real una configuración eficiente de los equipos ante cualquier variación que se produzca en el sistema.

## 1. Introducción

Desde finales de los años 80, el sector energético de nuestro país ha sufrido una importante transformación en aras de atender a la demanda social, a la vez que cumplir con los compromisos medioambientales. Así, en el sector energético, se ha evolucionado hacia un mercado liberalizado apareciendo nuevas empresas, agentes e instalaciones. En los últimos cinco lustros, la demanda eléctrica se ha duplicado, la potencia instalada ha crecido más de dos veces, y se ha producido una diversificación tecnológica en la generación de energía, incorporándose a ella las energías renovables y los ciclos combinados. Es de destacar que estas dos tecnologías eran prácticamente desconocidas hace 25 años. Además, la integración de renovables en la red ha convertido a España en referente internacional. Respecto al gas natural, en la actualidad se está en disposición de atender a más del 75% de la población española. Transformación similar ha sufrido la demanda de productos petrolíferos. En definitiva, se ha dado un salto cuantitativo y cualitativo muy importante en todos los subsectores de la energía, que permite contar hoy con un sistema energético robusto, eficiente y seguro, con más y mejores infraestructuras y con elevadas innovaciones tecnológicas.

Contar con un sector de estas características es vital para el desarrollo del país y de su calidad de vida. No en vano, la posibilidad de disponer de los diferentes bienes y servicios de nuestra rutina diaria depende, en gran medida, de la energía. Esta aseveración llevó al programa de Naciones Unidas para el desarrollo (PNUD) a elaborar el ‘Índice de Desarrollo Humano’ (IDH) en el que se señala que ‘el acceso a la energía es uno de los indicadores más claro del bienestar de las personas y un elemento básico en la política de lucha contra la pobreza’ (Bachiller, 2014). Prueba de ello es que, en el 2016, año en el que se empiezan a percibir los primeros brotes tras la profunda crisis económica vivida por nuestro país, el consumo de la energía se ha visto incrementada en la misma proporción que el PIB. El consumo neto en 2016 se ha incrementado un 0,6% respecto al 2015, situándose en 238.053 GWh. Por su parte, la demanda máxima alcanzó 40.489 MW, lo que representa un 11% menos que el pico histórico alcanzado en el 2007, aunque marca la senda de recuperación anteriormente mencionada (Montes, 2017).

La exposición de estos datos pueden llevar a pensar en la necesidad de seguir incrementando tanto la oferta como la demanda de este sector en busca del desarrollo económico y social. No obstante, se podría cuestionar si es posible seguir consumiendo y generando energía ilimitadamente, y si fuera factible trasladar este modelo consumista a teceros países menos desarrollados. Obviamente, la respuesta a estas cuetiones es negativa. Es necesario pensar en un modelo mucho más eficiente y responsable con el medioambiente.

Así, frente a los esquemas más tradicionales fundamentados en la generación de energía centralizada, surge la propuesta de producirla cerca de los puntos de consumo y utilizando, para ello, fuentes renovables y cogeneración. De esta forma ve la luz el concepto de generación distribuida. Este concepto trae consigo la aparición de sistemas que permiten

construir redes más eficientes, tanto en la producción como en la gestión, aplicadas normalmente a modelos de pequeña potencia. Generalmente, la generación distribuida se define como ‘una modalidad de generación eléctrica compuesta por un conjunto de unidades de generación eléctrica de pequeña potencia, ubicados cerca del lugar del consumo y conectadas directamente a la red de distribución, de forma que la energía puede ser inyectada directamente en la red ya que ésta se genera en la tensión de distribución’ (Alvarez y Castro, 2014). En nuestro país, y en estos últimos periodos, han proliferado las unidades de generación distribuida, duplicándose la potencia de actividades de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos en la primera década de los años 2000.

La generación eléctrica “distribuida” no es, realmente, un fenómeno nuevo. Lo que si lo es, es el planteamiento de autogeneración y autoconsumo a pequeña escala. Este planteamiento requiere tener en cuenta tres perspectivas diferentes. En primer lugar, la visión regulatoria del fenómeno (RD 900/2015). En segundo lugar, la visión tecnológica. Se trata de analizar el estado actual de tecnologías como la cogeneración, incluyendo la importante reducción de costes de los últimos años u otros aspectos relacionados como el almacenaje de energía o la gestión del sistema. En tercer lugar, desde la perspectiva económica. Para ello es oportuno partir de la estructura del precio de la energía eléctrica, incluyendo aquellos propios de la generación, transporte y distribución de electricidad y aquellos otros ajenos al suministro (subvenciones e impuestos).

El desarrollo actual de la Generación distribuida tiene su fundamento en un conjunto de argumentos que podemos resumir en los siguientes: (i) Reestructuración del sector, que elimina la planificación centralizada y establece la libre competencia de la generación; (ii) posible saturación de la capacidad del actual sistema ante demandas fuertemente crecientes; (iii) reducción de pérdidas en la red y del coste asociado a las infraestructuras que la soportan; (iv) innovación tecnológica en el desarrollo de las fuentes alternativas de generación; (v) conservación de las fuentes de energía básicas: petróleo, carbón y gas natural; (vi) reducción de las emisiones de gases de combustión y (vii) Favorece el desarrollo de regiones aisladas y la inversión privada. Al amparo de esta nueva realidad tecnológica y económica, se ha desarrollado un pequeño mercado de autoconsumo enfocado en industrias y comercios, que han conseguido reducir sus facturas energéticas y mejorar su competitividad.

Por todas estas razones, el objetivo del presente proyecto es el diseño y desarrollo de un sistema de control que maximice el rendimiento económico y técnico de una instalación determinada donde se encuentran elementos de generación energética distribuida. A lo largo de las páginas siguiente, se expondrán los estudios previos que justifican la pertinencia de este estudio, así como el análisis detallado del modelo propuesto. Posteriormente, se dará paso al estudio de los resultados alcanzados. Para modelizar la propuesta, se opta por el algoritmo PSO. Los resultados alcanzados en el trabajo ponen de manifiesto que el modelo diseñado alcanza el objetivo propuesto.

## 2. Revisión de la Literatura

En pleno Siglo XXI, el sector energético se enfrenta a un conjunto indudable de retos que justifican sobradamente el interés de cualquier estudio académico que persiga aportar algo de luz a su futuro: cómo disminuir la dependencia energética, incrementar su eficiencia y seguridad, así como reducir los efectos medioambientales. Nos encontramos frente a un escenario en el que habrá un cambio en el papel de los actores y donde las fuentes renovables participaran en mayor medida, sin dejar de lado la presencia de los sectores más tradicionales como el eléctrico (García, García-Álvarez y Moreno, 2017). En este sentido, el desarrollo de nuevas formas de energía ha propiciado el desarrollo económico y la mejora del nivel de vida de toda la Sociedad. Pero tanto la industria como los usuarios finales, domésticos o no, continúan demandando gran cantidad de energía eléctrica y energía térmica para suplir sus necesidades de potencia y calor.

El sector eléctrico es uno de los sectores económicos más influyente en el tejido productivo de cualquier país, ya que cualquier modificación que en él se produzca tiene consecuencias en casi la totalidad de los restantes sectores productivos. Por ello, se considera como un sector estratégico en el que hay que tener presente sus características tanto técnicas, como económicas y medioambientales. El actual sistema eléctrico español es resultado de una trayectoria complicada desde sus inicios al final del siglo XIX. En un principio, la electricidad se producía de forma continua, por lo que las instalaciones tenían que estar próximas a los centros de consumo, con el consecuente coste que ello suponía. Posteriormente, con la utilización de la corriente alterna, aparecen otro tipo de centrales como las hidroeléctricas, lo que permitió abaratar el precio de la electricidad (Flores y Santos, 2015). Lógicamente, esta evolución lleva pareja todo un desarrollo tecnológico y de condiciones económicas y sociales que hay que detallar.

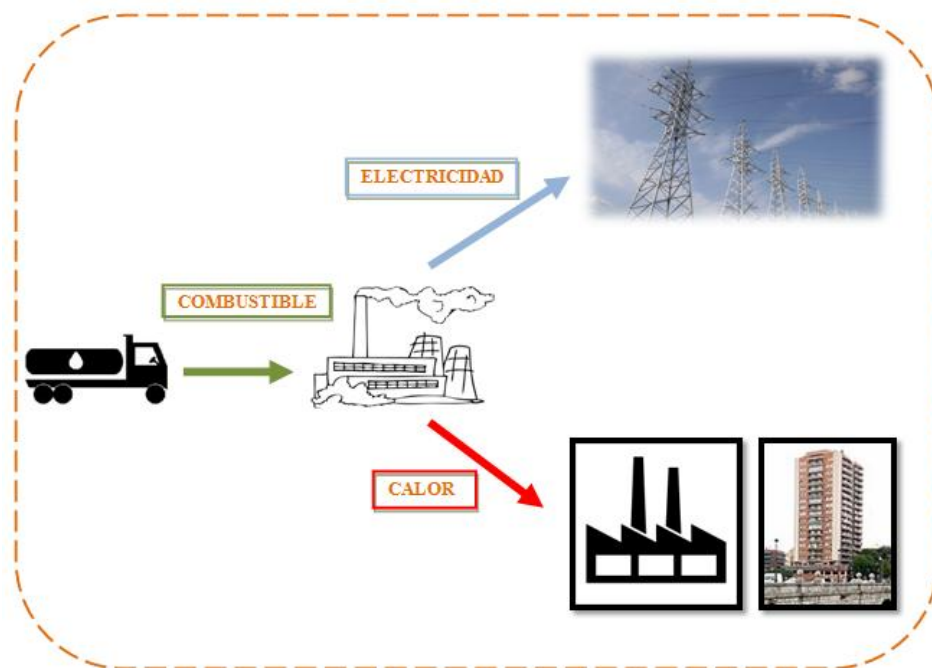
Es suficientemente conocido que la energía eléctrica se obtiene en las centrales de generación, cuya fuente de energía pueden ser renovables como las centrales hidráulicas (hacen uso de la fuerza mecánica del agua), eólicas (viento), solares (sol) y de biomasa (quema de compuestos orgánicos de la naturaleza como combustible); o no renovables, como las centrales térmicas (se produce electricidad a partir de recursos limitados como el carbón, el petróleo, gas natural y otros combustibles fósiles) y las nucleares (a través de fisión y fusión nuclear). Sin embargo, la mayor parte de generación de energía eléctrica se sigue obteniendo por la quema de combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) que está expulsando a la atmósfera gases contaminantes, como el dióxido de carbono, o por centrales nucleares, que generan gran inquietud por los residuos que producen. A estas razones medioambientales se le suma que gran parte del poder energético de los combustibles utilizados se pierden en el proceso (por ejemplo, el calor que es liberado a la atmósfera y que es energía perdida), así como en la transmisión y distribución de esta energía a los usuarios finales; y que las reservas probadas de petróleo y gas natural han dejado de aumentar año a año y que el horizonte del 2050 para el primero de estos productos y 2075

para el segundo, se baraja ya como una posibilidad real para el agotamiento total de este tipo de recursos.

A pesar de todos estos argumentos, hoy en día la mayor parte de la potencia eléctrica consumida en el mundo se genera en grandes instalaciones centralizadas a grandes distancias de los centros de consumo, lo que implica que es necesario dotar al sistema con infraestructuras muy complicadas que faciliten el transporte de la energía y que ésta llegue en condiciones óptimas para que los usuarios finales puedan consumirlas. Dados los inconvenientes económicos y medioambientales de esta opción, surge un nuevo modelo de generación de energía que propone un acercamiento al consumidor tanto físico como virtual: la Generación Distribuida. No hay duda de que el desarrollo futuro del sector dependerá de la complementariedad de ambos modelos: instalaciones centralizadas y la generación distribuida.

No existe consenso sobre qué es exactamente la Generación Distribuida (GD), puesto que en su definición inciden muchos componentes (tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a red, etc.). El DPCA (*Distribution Power Coalition of América*) la define como, ‘cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución’. Por su parte, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, *International Energy Agency*) considera como GD exclusivamente la que se conecta a la red de distribución en baja tensión y la asocia sólo a determinadas tecnologías. En definitiva, la GD persigue acercar la producción de electricidad y calor al usuario final aprovechando el avance de las tecnologías. Se centra en la generación de energía en puntos cercanos al consumidor, pero no implica que se tenga que emplear una tecnología en concreto. Las aplicaciones de la GD van desde la generación en base, generación en punta, cogeneración, hasta la mejora de la calidad de suministro y soporte a la red de transporte y distribución. Ninguna tecnología abarca todo el rango de beneficios por sí misma, sino que cada una se ajusta mejor a unas aplicaciones que a otras.

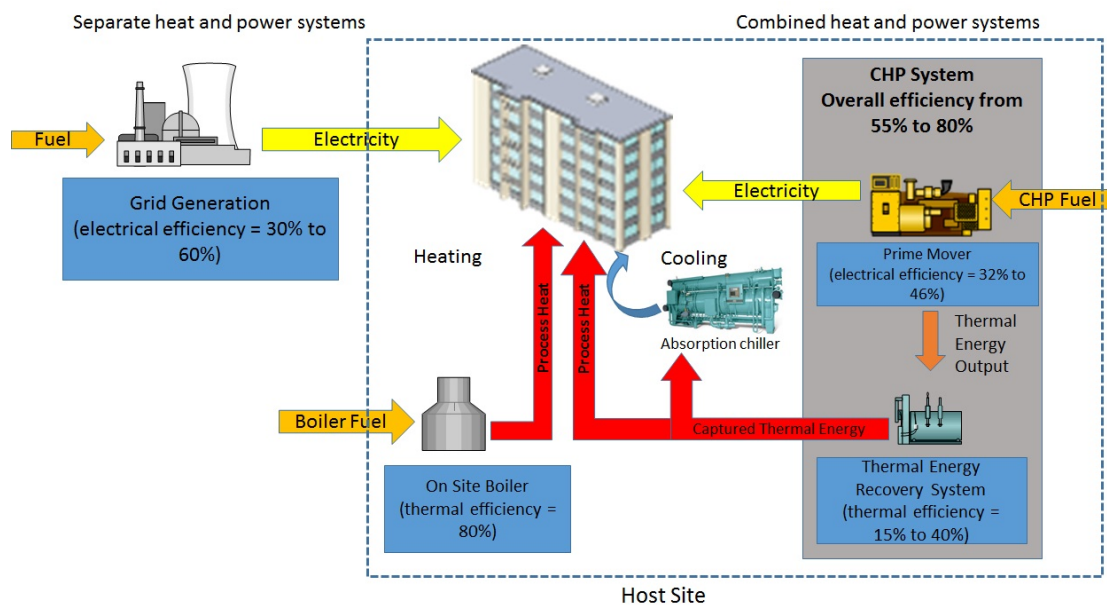
En este nuevo escenario, la cogeneración es una enorme opción de futuro para poder atender la enorme demanda de energía eléctrica y térmica a la que nos enfrentamos en la actualidad. Así, los sistemas combinados CHP se caracterizan por producir simultáneamente dos o más tipos de energía, normalmente electricidad y calor o energía mecánica y calor, en contraposición al sistema convencional de producción de electricidad en centrales termoeléctricas independientes.



**FIGURA 1: Combined Heat and Power (CHP)**

Fuente: Mateos, C. (2015)

Las nuevas tecnologías CHP ofrecen la opción de aprovechar y reutilizar el calor producido en sistemas de calefacción y refrigeración mediante el empleo de una sola fuente de combustible y capturando el calor generado por este proceso. En estos sistemas, se alcanzan grandes eficiencias gracias a la utilización del calor residual. Para ello usan combustibles como el gas natural. En la generalidad de los casos el calor se convierte en trabajo para generar electricidad mediante un motor de combustión o un motor Stirling. La electricidad generada puede ser consumida en la misma ubicación en la que se genera, eliminando las pérdidas de transporte y distribución, o incluso puede exportarse a la red eléctrica. Entre sus características principales destaca su elevada eficiencia, ya que se fundamenta en que toda la producción de electricidad lleva pareja la generación de energía calorífica que debe ser empleada para no perderse. Además, se pueden alcanzar rendimientos en torno al 90% cuando en las centrales más convencionales se logra, como máximo, un 50%. En definitiva, los sistemas CHP se han convertido en el núcleo tecnológico de los esquemas de generación distribuida. En la actualidad, las tecnologías más desarrolladas son los motores de combustión interna (*Internal Combustion Engine*, ICE), micro-turbinas (*Microturbines*, MT), celdas de combustible (*fuel cells*, FC) y motores Stirling (*Stirling Engine*, SE).



**FIGURA 2 Sistemas CHP**

Fuente: Simons, Barsun y Kurnick (2016)

En sus inicios, la cogeneración solo se consideraba con fines industriales. Actualmente, buscando el ahorro energético y económico, la seguridad en el suministro y la reducción de la contaminación, se aplica tanto a edificios públicos, sectores residenciales, hospitales, sector terciario, edificios comerciales, etc, denominándose microcogeneración. Lograr el éxito en el diseño de una instalación de cogeneración, tanto económico como energético, no es sencillo. La clave está en una adecuada elección de la tecnología, así como en un correcto dimensionamiento de los equipos en función de la demanda energética de partida. La energía eléctrica producida por el CHP debe atender a la demanda del usuario. Si no se genera lo suficiente, el resto puede ser incorporado desde el grid; si se ha generado energía eléctrica en exceso, podrá ser vendido en el grid. Por su parte, en el CHP, el calor residual se recupera para ser destinado a refrigeración o calefacción. De nuevo, si no se obtiene la cantidad suficiente, será necesario contar con dispositivos suplementarios. Por todo ello, el funcionamiento adecuado de este sistema no es sencillo de alcanzar. Hay que tener presente la variabilidad en el precio de la electricidad según los diferentes instantes temporales, con picos muy elevados en determinados momentos, así como otros costes asociados al sistema.

Por todas estas razones, es necesario contar con modelos de optimización que permitan operar alcanzando la máxima eficiencia y el mínimo coste posible. Y este es el objetivo del proyecto presentado: proponer un algoritmo de reparto de la energía para alcanzar el óptimo funcionamiento de los equipos, minimizando el coste técnico y económico de la instalación. El algoritmo estará diseñado en un modelo de flujo térmico y eléctrico en el que se tendrán en cuenta las diferentes restricciones de producción energética para cada uno de los componentes que se incorporen al sistema.

Cardona y Placentino (2006) discutieron la eficacia de los diferentes modos de funcionamiento de los sistemas de cogeneración. Los modos simples se caracterizan por iniciar el motor primario de acuerdo a la demanda, eléctrica o térmica. Sin embargo, éstos no proporcionan una configuración óptima de funcionamiento. Por otra parte, un amplio conjunto de trabajos ha puesto de manifiesto en la literatura sobre el tema la idoneidad del uso de la programación lineal para rentabilizar el funcionamiento de los sistemas de cogeneración.

Hay que señalar que la década del 2000 los trabajos de optimización de CHP se centraban, casi exclusivamente, en el coste de la energía. Muchos investigadores han centrado sus esfuerzos en estudiar y proponer algoritmos que, en la producción combinada de electricidad y calor, sean capaces de alcanzar una utilización óptima de los sistemas de cogeneración minimizando el coste. No obstante, a partir del trabajo de Mago et al. (2007) se incorpora al estudio otra premisa tremendamente relevante como es la reducción de las emisiones al exterior.

Cho et al. (2008) proponen un modelo de programación lineal con la finalidad de identificar la cuantía de energía a producir por el CHP y por una caldera de gas, así como la cantidad de energía eléctrica que tiene que ser adquirida en la red eléctrica, planteando un algoritmo de reparto que selecciona un modo de operación óptimo. En este trabajo, se parte de las propuestas de esta investigación al minimizar una función objetivo que cuantifica los costes de generación de energía en los pasos sucesivos de la simulación. Actualmente, son recientes las investigaciones que siguen profundizando en este campo para plantear algoritmos que solucionen el empleo de la CHP (Rong y Luh, 2017; Rong y Lahdelma, 2017).

Perea et al. (2016) plantean un método basado en algoritmo de control para optimizar los costes de operación de una o varias unidades de cogeneración en edificios comerciales o residenciales. El algoritmo planteado utiliza tanques de almacenamiento de agua caliente para programar la operación diaria de los dispositivos CHP, maximizando los beneficios de la electricidad que se genera, asegurando al mismo tiempo que la demanda de calor se cubre. Esto es relevante para aquéllos entornos regulatorios con tarifas de tiempo de uso para la electricidad. Su método comprende un algoritmo de optimización que minimiza el valor de una función objetivo que incluye una serie de coeficientes que penalizan la violación de ciertas restricciones. Las salidas del algoritmo de optimización definen los puntos de ajuste de operación de la unidad CHP. Los resultados de las simulaciones de sus estudios de casos demuestran que la implementación propuesta del algoritmo puede lograr un ahorro rentable.

Por su parte, Meng et al (2016) plantean un nuevo algoritmo de optimización de entrecruzamiento (CSO) para resolver el problema CHP a gran escala, que es un problema de optimización no convexa con un gran número de mínimos locales. La característica de la



aplicación de CSO radica en dos operadores que interactúan, a saber, crossover horizontal y crossover vertical. El crossover horizontal busca las nuevas soluciones dentro de una media población de hiper-cubos con una gran probabilidad, mientras que en sus respectivas periferias con una probabilidad decreciente. El crossover vertical proporciona un mecanismo efectivo para que las dimensiones estancadas de una población escapen de la convergencia prematura. La combinación de ambos CSO presenta una poderosa capacidad de búsqueda global. La eficacia del método propuesto se valida en seis sistemas de cogeneración con diferentes características. Los resultados numéricos demuestran que el método CSO propuesto logra resultados mucho mejores que otros métodos reportados en la literatura.

González, Ribas y Rius (2016) proponen un sistema híbrido de energía renovable consistente en energía fotovoltaica, eólica y biomasa para cogeneración, y aplican una metodología de optimización multiobjetivo para estudiar la relación entre los costes y el impacto ambiental. Sus resultados muestran que aprovechando la energía térmica producida, el tiempo de retorno de la inversión requerida para instalar el sistema se reduce significativamente, siendo rentable después de 9 años.

Schmidla et al. (2016) señalan que las plantas descentralizadas, como la calefacción y la calefacción combinadas (CHP), pueden utilizarse en nuestro actual sistema de suministro eléctrico, de tal manera que sea posible un futuro suministro de electricidad con una alta fracción de energías renovables fluctuantes como la energía eólica y la fotovoltaica. En relación con la ampliación de los almacenes térmicos, su aplicación específica puede aportar una contribución sustancial en combinación con un suministro de electricidad orientado al 80% de energía renovable. De acuerdo con la demanda de calor, esta forma de generación también indica un comportamiento estocástico de alimentación o consumo. Así, la integración de almacenes de energía térmica puede desacoplar de vez en cuando la producción de electricidad y calor. Su propuesta pone de manifiesto que se puede llevar a cabo la fracción de sistemas de cogeneración y que, este tipo de configuración, contribuye al funcionamiento futuro de las plantas. Su estudio describe la integración de estos sistemas de cogeneración en base al sistema alemán de suministro. Para combinar soluciones térmicas y de potencia, el programa se calcula mediante una herramienta de optimización lineal.

Estas recientes investigaciones previas sobre el tema justifican la idoneidad y pertinencia del presente trabajo. En este estudio, no sólo se expone la idiosincrasia del CHP, sino que se profundiza en muchas otras cuestiones. Así, en primer lugar, se plantea un modelo matemático que contempla baterías, acumuladores térmicos, calderas y equipos renovables junto al CHP. Dicho modelo expresa todas las limitaciones técnicas y operativas de todos los componentes del sistema. Junto a ello, se definen los datos y variables necesarios para la caracterización económica y técnica de los sistemas, así como de las demandas y suministros.

En segundo lugar, se ha planteado un grafo energético (tanto térmico como eléctrico) cuyos distintos flujos se enlazan entre sí a través del equipo de cogeneración. A ello se le suma los

balances energéticos (en función de los datos y variables definidos previamente) para cada uno de los nodos del grafo, teniendo en cuenta, además, las posibles pérdidas energéticas ligadas a los rendimientos no ideales de los equipos. Hay que destacar la complejidad del planteamiento al incluir en el modelo almacenadores de energía (tanto baterías como acumuladores), ya que su inclusión no permite considerar los periodos temporales de forma desacoplada. Así, a causa de la dependencia temporal de los niveles de carga de estos elementos, es totalmente necesario evaluar el coste del horizonte temporal en su conjunto.

Finalmente, señalar que el algoritmo que se propone se ha trasladado a un software que posibilita generar simulaciones dinámicas de un gran número de posibles combinaciones entre los equipos conformando escenarios diferentes, y cuya última finalidad es minimizar el coste energético.

### 3. Modelado

En este apartado se presenta el modelo matemático que definirá el problema que se debe resolver de la forma más eficiente posible y en diferentes escenarios. El modelo debe incluir los sistemas de almacenamiento, generación y producción de energía presentes en el sistema, así como los datos y variables necesarias para obtener de forma competente el problema planteado. Este modelo servirá de apoyo para el futuro diseño del algoritmo.

El modelo dispondrá de un conjunto de inputs o datos de entrada, a saber, demandas eléctricas, previsiones medioambientales y características técnicas y económicas de los equipos, a partir de los cuales debe ser capaz de generar los outputs de salida (ver Figura 3).

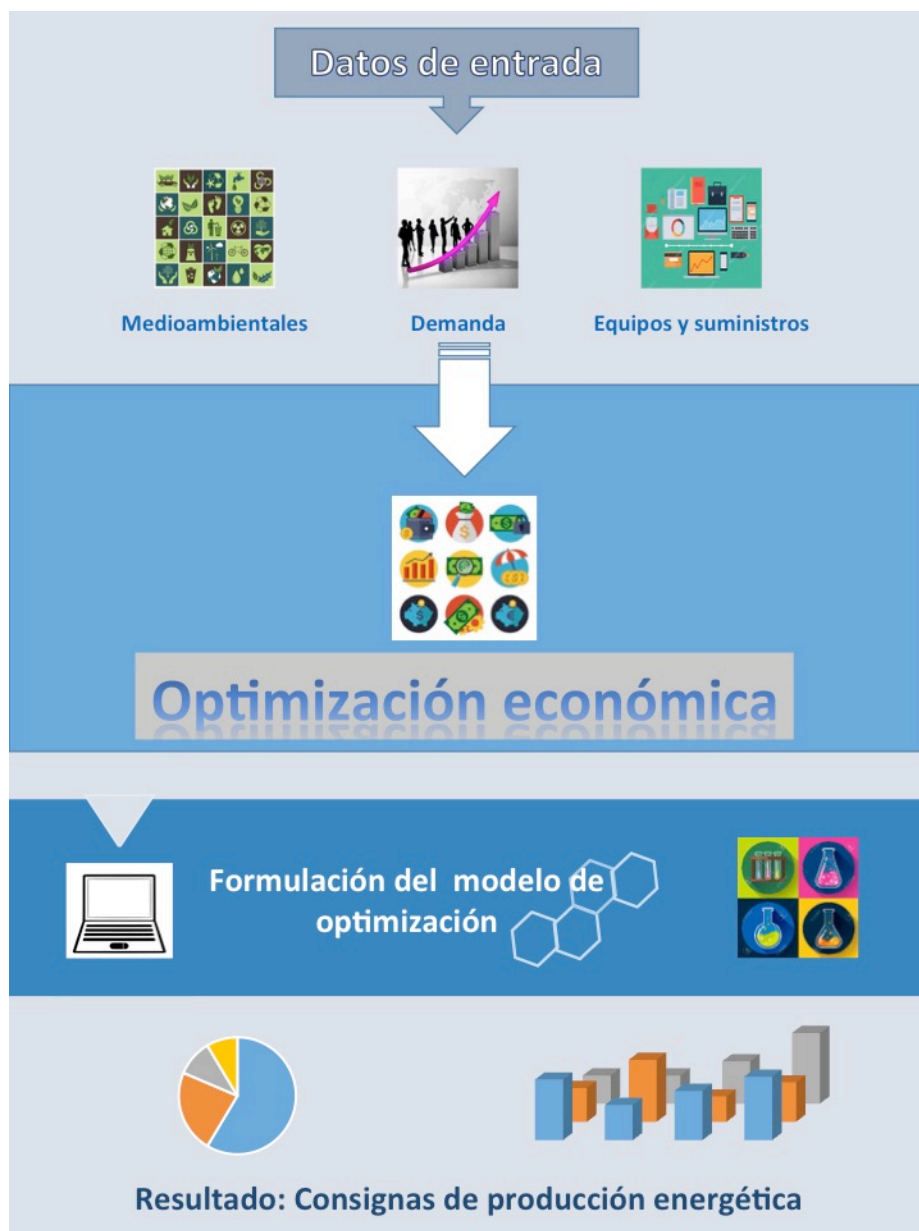


FIGURA 3- DIAGRAMA DE FLUJO

### 3.1. Nomenclatura

En el modelo del problema se pueden diferenciar dos tipos de elementos.

- **Variables:** Elementos que cambian de valor a lo largo del tiempo durante la ejecución del algoritmo y que especifican la solución del problema. Se puede distinguir entre dos tipos:
  - Auxiliares: Sirven para realizar operaciones intermedias.
  - Principales: Aquéllas que muestran la solución al problema.
- **Datos:** Características determinadas del sistema que deben ser especificadas por el controlador. Puede haber datos de carácter general, aunque estos cambien con el tiempo. Un ejemplo de un dato de carácter general puede ser el precio del combustible o de la electricidad. En la Figura 4 se puede observar el modelo de iteración que seguirá el sistema.



FIGURA 4- MODELO DE ITERACIÓN

---

### 3.2. Sistemas Considerados

---

Se busca obtener consignas energéticas de los diferentes elementos presentes en un sistema de control tal que se maximice los rendimientos y se minimicen el coste total del sistema.

Según la naturaleza de obtención de energía, se pueden distinguir los diferentes equipos en la siguiente clasificación:

- **Sistemas generadores:** Aquéllos equipos que se toman de base o de refuerzo para el sistema. Para la obtención de energía de la caldera y del CHP se produce consumo de combustible.
  - Red eléctrica : Conexión a la red con el propósito de suministrar electricidad al sistema. En caso de que no exista conexión a la red, el sistema funcionará en el llamado modo isla.
  - Caldera: Equipo que produce energía térmica a partir del consumo de combustible para satisfacer parte de la demanda térmica del sistema.
  - CHP: Equipo cogenerador. Produce simultáneamente energía eléctrica y térmica. Es un sistema altamente eficiente, ya que el calor es producido durante el proceso de generación de la electricidad y supone, por tanto, el aprovechamiento de un calor residual.
- **Sistemas acumuladores:** Se entiende como almacenamiento de energía cualquier equipo capaz de almacenar y liberar energía que otro equipo haya generado con anterioridad. De esta forma, los acumuladores permiten guardar energía para utilizarla a posteriori, sin necesidad de que otra fuente energética se encuentre operativa.

El actual desarrollo de las energías renovables implica la generación de energía usando dichas fuentes, como la eólica, solar, etc. Pero la posible disponibilidad aleatoria de esta energía primaria tiene como consecuencia la presencia de períodos con exceso o con deficiencia de energía. Esta es la razón por la cual se han desarrollado diferentes formas para almacenar la posible energía sobrante, a fin de utilizarla cuando sea necesario y las condiciones de operación del sistema eléctrico lo permitan. Del mismo modo, permiten almacenar energía procedente de la cogeneración y de la caldera, mejorando la generación energética. Entre estos sistemas destacan los siguientes:

- Baterías: Elementos encargados de almacenar energía eléctrica para su posterior uso. La energía será almacenada en los periodos donde el precio de compra a la red sea más barato (horas valle) y se consumirá en las horas punta (periodos donde el precio de compra a la red sea más caro).

- Acumuladores térmicos: Elementos encargados de almacenar energía térmica para su posterior uso. Analogamente a las baterías, los acumuladores permiten el almacenamiento y posterior liberación de energía térmica en los periodos factibles para ello.
- **Sistemas renovables**: El sistema dispone de un conjunto de equipos que obtienen energía de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Para evitar que se desaproveche la energía sobrante una vez cubiertas las demandas, se recomienda el uso de baterías y acumuladores.
  - Solar eléctrica: Sistemas capaces de captar energía solar para generar energía eléctrica.
  - Solar térmica: Sistemas capaces de captar energía solar para generar energía térmica.
  - Eólica: Sistemas de captar la energía del viento para generar energía eléctrica.

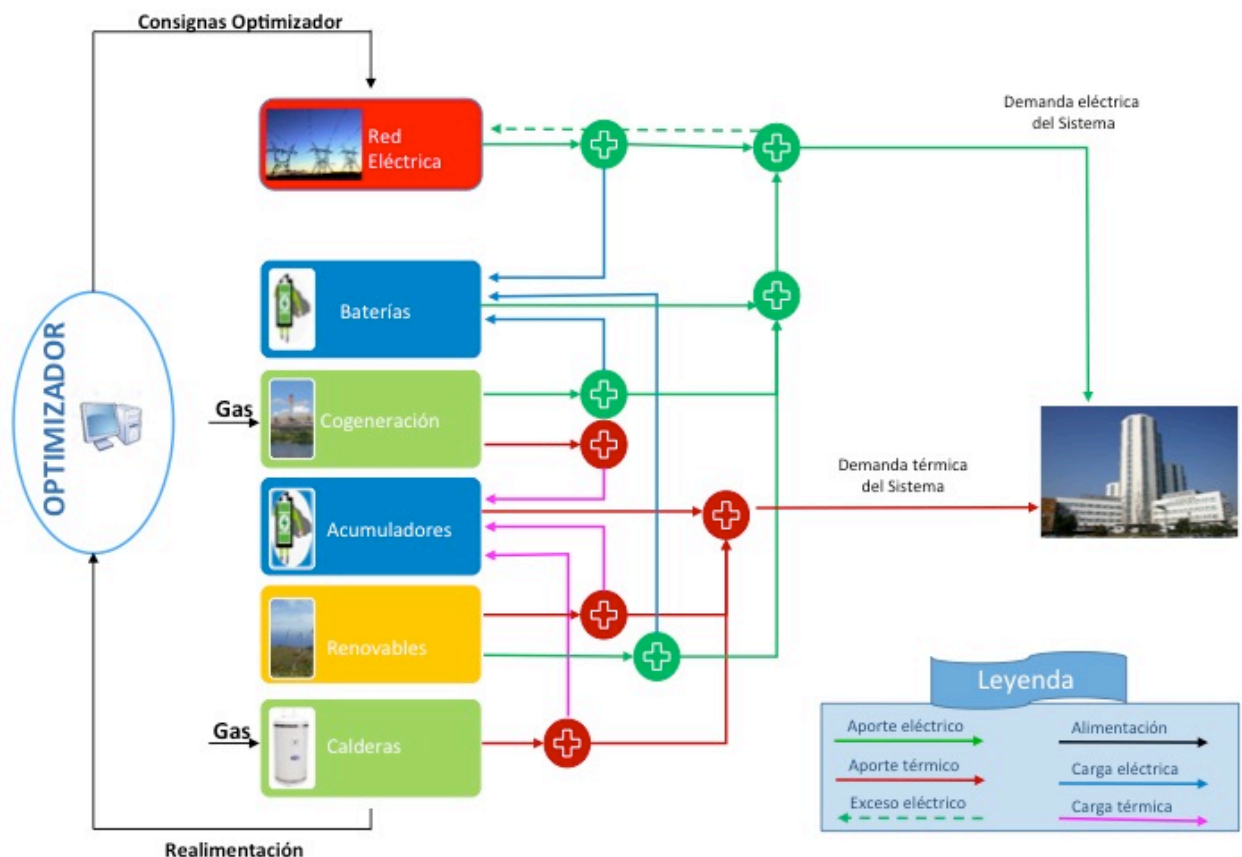


FIGURA 5- DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA COMPLETO

---

### 3.3. Datos y Variables

---

A lo largo de este epígrafe se definen las diferentes variables utilizadas para modelar el sistema, así como el conjunto de datos utilizados.

#### 3.3.1 - Baterías

---

En las tablas que se exponen a continuación se definen, respectivamente, los datos técnicos, económicos así como las variables principales y auxiliares del conjunto de las baterías.

**Tabla 1- Datos técnicos del conjunto de baterías**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
<b>Pot_bat_d</b>	Potencia máxima de descarga de energía por el conjunto de baterías	KW
<b>Pot_bat_c</b>	Potencia máxima de carga de energía por el conjunto de baterías	KW
<b>c0,c1,c2</b>	Parámetros de ecuación cuadrática para obtener el rendimiento de carga del conjunto de baterías	Adim
<b>d0,d1,d2</b>	Parámetros de ecuación cuadrática para obtener el rendimiento de descarga del conjunto de baterías	Adim
<b>Bat_nivel_0</b>	Energía almacenada en el instante inicial por el conjunto de baterías	KWh
<b>Bat_nivel_max</b>	Nivel máximo de energía posible en el conjunto de baterías	KWh
<b>Bat_nivel_min</b>	Nivel mínimo de energía posible en el conjunto de baterías	KWh

**Tabla 2- Datos económicos del conjunto de baterías**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
<b>C_var_bat</b>	Coste variable imputado al uso del conjunto de baterías por KWh generado	€/KWh
<b>C_arranque_bat</b>	Coste imputado al cambio de estado de las baterías. Se ha de imputar tanto si se produce una parada como un arranque	€/cambio estado
<b>C_fix_bat</b>	Coste fijo imputado al conjunto de baterías por estar en activo en un periodo	€/periodo

**Tabla 3- Variables principales de las baterías**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
<b>Bat_c_efect_t</b>	Consigna de carga de energía eléctrica que ha de generar el conjunto de baterías en el periodo temporal t	KWh
<b>Bat_d_efect_t</b>	Consigna de descarga de energía eléctrica que ha de generar el conjunto de baterías en el periodo temporal t	KWh
<b><math>\delta_{bat\_t}</math></b>	Variable binaria que indica si el conjunto de baterías está activado en el periodo temporal t	0 ó 1
<b>a<sub>bat_t</sub></b>	Variable binaria que indica si ha existido un cambio de estado en el conjunto de baterías en el periodo temporal t	0 ó 1

**Tabla 4- Variables auxiliares de las baterías**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
<b>Bat_c_gen_t</b>	Carga de energía que se necesite generar en el periodo t para poder producir Bat_c_efect_t	KWh
<b>Bat_d_gen_t</b>	Energía que necesita generar el conjunto de baterías en el periodo temporal t para producir Bat_d_efect_t	KWh
<b><math>\rho_{bat\_c\_t}</math></b>	Rendimiento de carga del conjunto de baterías en el periodo temporal t	%
<b><math>\rho_{bat\_d\_t}</math></b>	Rendimiento de descarga del conjunto de baterías en el periodo temporal t	%
<b>Bateria_t</b>	Energía almacenada por el conjunto de baterías al inicio del periodo temporal t	KWh
<b>Bat_chp_t</b>	Energía generada por el CHP y destinada a la carga del conjunto de baterías en el periodo t	KWh
<b>Bat_ren_kt</b>	Energía generada por las energías renovables y destinada a la carga del conjunto de baterías en el periodo t	KWh
<b>Bat_grid_t</b>	Energía comprada al grid y destinada a la carga del conjunto de baterías en el periodo t	KWh
<b>Bat_perdida_t</b>	Pérdidas energéticas totales en el conjunto de baterías en el periodo temporal t	KWh
<b>Bat_perdida_c_t</b>	Pérdidas energéticas asociadas a la carga del conjunto de baterías en el periodo temporal t	KWh
<b>Bat_perdida_d_t</b>	Pérdidas energéticas asociadas a la descarga del conjunto de baterías en el periodo temporal t	KWh



### 3.3.2 - Acumuladores Térmicos

De nuevo, en las tablas 5, 6, 7 y 8 se definen respectivamente los datos técnicos, económicos así como las variables principales y auxiliares del conjunto de los acumuladores térmicos.

**Tabla 5- Datos técnicos del conjunto de acumuladores térmicos**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
<b>Pot_acum_d</b>	Potencia máxima de descarga de energía por el conjunto de acumuladores	KW
<b>Pot_acum_c</b>	Potencia máxima de carga de energía por el conjunto de acumuladores	KW
<b>e0,e1,e2</b>	Parámetros de ecuación cuadrática para obtener el rendimiento de carga del conjunto de acumuladores	Adim
<b>f0,f1,f2</b>	Parámetros de ecuación cuadrática para obtener el rendimiento de descarga del conjunto de acumuladores	Adim
<b>acum_nivel_0</b>	Energía almacenada en el instante inicial por el conjunto de acumuladores	KWh
<b>acum_nivel_max</b>	Nivel máximo de energía posible en el conjunto de acumuladores	KWh
<b>acum_nivel_min</b>	Nivel mínimo de energía posible en el conjunto de acumuladores	KWh

**Tabla 6- Datos económicos del conjunto de acumuladores térmicos**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
<b>C_var_acum</b>	Coste variable imputado al uso del conjunto de acumuladores por KWh generado	€/KWh
<b>C_arranque_acum</b>	Coste imputado al cambio de estado de los acumuladores. Se ha de imputar tanto si se produce una parada como un arranque	€/cambio estado
<b>C_fix_acum</b>	Coste fijo imputado al conjunto de acumuladores por estar en activo en un periodo	€/periodo

**Tabla 7- Variables principales de los acumuladores térmicos**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
<b>Acum_c_efect_t</b>	Consigna de carga de energía térmica que ha de generar el conjunto de acumuladores en el periodo temporal t	KWh
<b>Acum_d_efect_t</b>	Consigna de descarga de energía térmica que ha de generar el conjunto de acumuladores en el periodo temporal t	KWh
<b><math>\delta_{acum\_t}</math></b>	Variable binaria que indica si el conjunto de acumuladores está activado en el periodo temporal t	0 ó 1
<b>a_acum_t</b>	Variable binaria que indica si ha existido un cambio de estado en el conjunto de acumuladores en el periodo temporal t	0 ó 1

**Tabla 8- Variables auxiliares de los acumuladores térmicos**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
<b>Acum_c_gen_t</b>	Carga de energía que se necesite generar en el periodo t para poder producir Acum_c_efect_t	KWh
<b>Acum_d_gen_t</b>	Energía que necesita generar el conjunto de acumuladores en el periodo temporal t para producir Acum_d_efect_t	KWh
<b><math>\rho_{acum\_c\_t}</math></b>	Rendimiento de carga del conjunto de acumuladores en el periodo temporal t	%
<b><math>\rho_{acum\_d\_t}</math></b>	Rendimiento de descarga del conjunto de acumuladores en el periodo temporal t	%
<b>Acum_t</b>	Energía almacenada por el conjunto de acumuladores al inicio del periodo temporal t	KWh
<b>Acum_chp_t</b>	Energía generada por el CHP y destinada a la carga del conjunto de acumuladores en el periodo t	KWh
<b>Acum_ren_kt</b>	Energía generada por las energías renovables y destinada a la carga del conjunto de acumuladores en el periodo t	KWh
<b>Acum_caldera_t</b>	Energía generada por la caldera y destinada a la carga del conjunto de acumuladores en el periodo t	KWh
<b>Acum_perdida_t</b>	Pérdidas energéticas totales en el conjunto de acumuladores en el periodo temporal t	KWh
<b>Acum_perdida_c_t</b>	Pérdidas energéticas asociadas a la carga del conjunto de acumuladores en el periodo temporal t	KWh
<b>Acum_perdida_d_t</b>	Pérdidas energéticas asociadas a la descarga del conjunto de acumuladores en el periodo temporal t	KWh

### 3.3.3 - Equipos Renovables

Las tablas que se exponen a continuación definen, respectivamente, los datos técnicos, económicos así como las variables principales y auxiliares del conjunto de los equipos renovables.

**Tabla 9- Datos técnicos de los equipos renovables**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
Pot_ren_e_kt	Potencia eléctrica máxima que es capaz de generar el equipo renovable k en el periodo t	KW
Pot_ren_h_kt	Potencia térmica máxima que es capaz de generar el equipo renovable k en el periodo t	KW
Prevision_e_kt	Previsión de energía eléctrica para el equipo k en el periodo temporal t+1	KWh
Prevision_h_kt	Previsión de energía térmica para el equipo k en el periodo temporal t+1	KWh
a0_e_k,a1_e_k,a2_e_k	Parámetros de ecuación cuadrática para obtener el rendimiento en equipos renovables eléctricos	Adim
a0_h_k,a1_h_k,a2_h_k	Parámetros de ecuación cuadrática para obtener el rendimiento en equipos renovables térmicos	Adim

**Tabla 10- Datos económicos de los equipos renovables**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
C_var_ren_e_kt	Coste variable imputado al uso del equipo renovable eléctrico k conjunto de acumuladores por KWh generado	€/KWh
C_var_ren_h_kt	Coste variable imputado al uso del equipo renovable térmico k conjunto de acumuladores por KWh generado	€/KWh
C_arranque_ren_e_kt	Coste imputado al cambio de estado del equipo renovable eléctrico k. Se ha de imputar si para o arranca	€/cambio estado
C_arranque_ren_h_kt	Coste imputado al cambio de estado del equipo renovable térmico k. Se ha de imputar si para o arranca	€/cambio estado
C_fix_ren_e_kt	Coste fijo imputado al equipo renovable eléctrico k por estar activo en un periodo	€/periodo
C_fix_ren_h_kt	Coste fijo imputado al equipo renovable térmico k por estar activo en un periodo	€/periodo

**Tabla 11- Variables principales de los equipos renovables**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
<b>Ren_e_efect_kt</b>	Consigna de energía eléctrica efectiva que ha de generar el equipo renovable k en el periodo temporal t	KWh
<b>Ren_h_efect_kt</b>	Consigna de energía térmica efectiva que ha de generar el equipo renovable k en el periodo temporal t	KWh
<b><math>\delta_{ren\_e\_kt}</math></b>	Variable binaria que indica si el equipo renovable eléctrico k está activado en el periodo temporal t	0 ó 1
<b><math>\delta_{ren\_e\_kt}</math></b>	Variable binaria que indica si el equipo renovable eléctrico k está activado en el periodo temporal t	0 ó 1
<b>a_ren_e_kt</b>	Variable binaria que indica si ha existido un cambio de estado en el equipo renovable eléctrico k en el periodo temporal t	0 ó 1
<b>a_ren_e_kt</b>	Variable binaria que indica si ha existido un cambio de estado en el equipo renovable térmico k en el periodo temporal t	0 ó 1

**Tabla 12- Variables auxiliares de los equipos renovables**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
<b>Ren_e_gen_kt</b>	Energía que necesita generar el equipo renovable eléctrico k en el periodo temporal t para producir Ren_e_efect_kt	KWh
<b>Ren_h_gen_kt</b>	Energía que necesita generar el equipo renovable eléctrico k en el periodo temporal t para producir Ren_e_efect_kt	KWh
<b><math>\rho_{Ren\_e\_kt}</math></b>	Rendimiento de el equipo renovable eléctrico k en el periodo temporal t	%
<b><math>\rho_{Ren\_h\_kt}</math></b>	Rendimiento de el equipo renovable eléctrico k en el periodo temporal t	%
<b>Bat_ren_kt</b>	Energía eléctrica generada por el equipo renovable k cuyo destino es la alimentación de las baterías en el periodo t	KWh
<b>Acum_ren_kt</b>	Energía térmica generada por el equipo renovable k cuyo destino es la alimentación de los acumuladores en el periodo t	KWh
<b>Ren_e_sistema_kt</b>	Energía eléctrica generada por el equipo renovable k cuyo destino es el sistema en el periodo temporal t	KWh
<b>Ren_h_sistema_kt</b>	Energía térmica generada por el equipo renovable K cuyo destino es el sistema en el periodo temporal t	KWh
<b>Ren_e_perdida_kt</b>	Perdidas de energía eléctrica en el equipo renovable k en el periodo t	KWh
<b>Ren_h_perdida_kt</b>	Perdidas de energía eléctrica en el equipo renovable k en el periodo t	KWh

### 3.3.4 - Cogeneración (CHP)

En las tablas 13, 14, 15 y 16 se definen, respectivamente, los datos técnicos, económicos así como las variables principales y auxiliares del equipo de cogeneración.

**Tabla 13- Datos técnicos del equipo de cogeneración**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
Pot_e_max_chp	Potencia máxima de energía eléctrica de funcionamiento del CHP	KW
Pot_e_min_chp	Potencia mínima de energía eléctrica de funcionamiento del CHP	KW
Pot_t_max_chp	Potencia máxima de energía térmica de funcionamiento del CHP	KW
Pot_t_min_chp	Potencia mínima de energía térmica de funcionamiento del CHP	KW
a0,a1,a2	Parámetros de ecuación cuadrática para obtener el rendimiento del CHP	Adim
PCS_chp	Poder calorífico superior del CHP	KWh/Nm <sup>3</sup>
PCI_chp	Poder calorífico inferior del CHP	KWh/Nm <sup>3</sup>
$\eta$	Relación entre la producción de energía térmica y eléctrica efectiva	Adim

**Tabla 14- Datos económicos del equipo de cogeneración**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
C_var_chp	Coste variable imputado al uso del CHP por KWh generado	€/KWh
C_arranque_chp	Coste imputado al cambio de estado del CHP. Se ha de imputar tanto si se produce una parada como un arranque	€/cambio estado
C_fix_chp	Coste fijo imputado al CHP por estar en activo en un periodo	€/periodo

**Tabla 15- Variables principales del equipo de cogeneración**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
CHP_e_efect_t	Consigna de energía eléctrica que ha de generar el CHP en el periodo temporal t	KWh
CHP_t_efect_t	Consigna de energía térmica que ha de generar el CHP en el periodo temporal t	KWh
$\delta_{chp\_t}$	Variable binaria que indica si el CHP está activado en el periodo temporal t	0 ó 1
a_chp_t	Variable binaria que indica si ha existido un cambio de estado en el CHP en el periodo temporal t	0 ó 1

**Tabla16- Variables auxiliares del equipo de cogeneración**

<b>Datos técnicos</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidades</b>
<b>CHP_cons_t</b>	Consumo energético del combustible por parte del CHP para producir CHP_t_efect_t	KWh
<b><math>\rho_e</math>_chp_t</b>	Rendimiento eléctrico del CHP en el periodo t	Adim
<b>Bat_chp_t</b>	Energía generada por el CHP y destinada a la carga del conjunto de baterías en el periodo t	KWh
<b>Acum_chp_t</b>	Energía generada por el CHP y destinada a la carga del conjunto de acumuladores en el periodo t	KWh
<b>CHP_sistema_e_t</b>	Energía eléctrica generada por el CHP y destinada al sistema	KWh
<b>CHP_sistema_h_t</b>	Energía térmica generada por el CHP y destinada al sistema	KWh
<b>CHP_perdida_e_t</b>	Pérdidas de energía eléctrica asociadas al CHP en el periodo t	KWh
<b>CHP_perdida_h_t</b>	Pérdidas de energía térmica asociadas al CHP en el periodo t	KWh

### 3.3.5 - Caldera

Las tablas que se muestran a continuación definen, respectivamente, los datos técnicos, económicos así como las variables principales y auxiliares de la caldera.

**Tabla 17- Datos técnicos del conjunto de la caldera**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
Pot_max_caldera	Potencia máxima de energía térmica de funcionamiento de la caldera	KW
Pot_min_caldera	Potencia mínima de energía térmica de funcionamiento de la caldera	KW
g0,g1,g2	Parámetros de ecuación cuadrática para obtener el rendimiento de la caldera	Adim
PCS_caldera	Poder calorífico superior de la caldera	KWh/Nm <sup>3</sup>
PCI_caldera	Poder calorífico inferior de la caldera	KWh/Nm <sup>3</sup>

**Tabla 18- Datos económicos del conjunto de la caldera**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
C_var_caldera	Coste variable imputado al uso de la caldera por KWh generado	€/KWh
C_arranque_caldera	Coste imputado al cambio de estado de la caldera. Se ha de imputar tanto si se produce una parada como un arranque	€/cambio estado
C_fix_caldera	Coste fijo imputado a la caldera por estar en activo en un periodo	€/periodo

**Tabla 19- Variables principales de la caldera**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
Caldera_efect_t	Consigna de energía térmica que ha de generar la caldera en el periodo temporal t	KWh
δ_caldera_t	Variable binaria que indica si la caldera está activada en el periodo temporal t	0 ó 1
a_caldera_t	Variable binaria que indica si ha existido un cambio de estado en la caldera en el periodo temporal t	0 ó 1

**Tabla 20- Variables auxiliares de la caldera**

<b>Datos técnicos</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidades</b>
<b>Caldera_cons_t</b>	Consumo energético del combustible por parte de la caldera para producir Caldera_efect_t	KWh
<b>p_caldera</b>	Rendimiento térmico del CHP en el periodo t	Adim
<b>Acum_caldera_t</b>	Energía generada por la caldera y destinada a la carga del conjunto de acumuladores en el periodo t	KWh
<b>Caldera_sistema_t</b>	Energía generada por la caldera y destinada al sistema en el periodo t	KWh
<b>Caldera_perdida_t</b>	Pérdidas de energía térmica asociadas a la caldera en el periodo t	KWh



### 3.3.6 - Generales. Grid, gas y demanda

En las tablas 21, 22, 23 y 24 se definen respectivamente los datos técnicos globales del sistema completo, datos económicos relativos al contrato de suministros, consignas de compra de suministros, así como las variables auxiliares necesarias para realizar cálculos intermedios asociados al conjunto de equipos que componen el escenario.

**Tabla 21- Datos técnicos globales del sistema**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
<b>P_horas</b>	Tiempo en horas del slot de análisis $\Delta t$ . Para periodos cuarto-horarios tendrá un valor de 0.25	Horas
<b>E_sistema_t</b>	Energía eléctrica necesaria para satisfacer el consumo del sistema en el periodo temporal t	KWh
<b>Q_sistema_t</b>	Energía eléctrica necesaria para satisfacer el consumo del sistema en el periodo temporal t	KWh
<b>P_e_contratada_p</b>	Potencia eléctrica máxima contratada en el periodo tarifario p	KW

**Tabla 22- Datos económicos de la demanda externa de energía**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
<b>C_elect_p</b>	Coste de la energía en el periodo tarifario p	€/KWh
<b>C_arranque_grid</b>	Coste imputado al cambio de estado del grid. Se ha de imputar tanto si se produce una parada como un arranque	€/cambio estado
<b>C_fix_grid</b>	Coste fijo imputado al grid por estar en activo en un periodo	€/periodo
<b>C_gas_t</b>	Coste del combustible en el periodo temporal t	KWh

**Tabla 23- Variables principales del sistema completo**

Datos técnicos	Descripción	Unidades
<b>D_red_t</b>	Energía eléctrica demandada al grid en el periodo temporal t	KWh
<b>D_gas_t</b>	Gas demandado al suministro de combustible en el periodo temporal t	KWh
<b><math>\delta_{grid\_t}</math></b>	Variable binaria que indica si el grid está activada en el periodo temporal t	0 ó 1
<b>a_grid_t</b>	Variable binaria que indica si ha existido un cambio de estado en el grid en el periodo temporal t	0 ó 1

**Tabla 24- Variables auxiliares del sistema completo**

<b>Datos técnicos</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidades</b>
<b>E_exc_t</b>	Exceso de energía eléctrica generada en el periodo temporal t	KWh
<b>Q_exc_t</b>	Exceso de energía térmica generada en el periodo temporal t	KWh
<b>E_total_perdida_t</b>	Pérdidas totales de energía eléctrica en el periodo temporal t	KWh
<b>Q_total_perdida_t</b>	Pérdidas totales de energía térmica en el periodo temporal t	KWh
<b>Bat_grid_t</b>	Energía comprada al grid y destinada a la carga del conjunto de baterías en el periodo temporal t	KWh
<b>Grid_sistema_t</b>	Energía eléctrica comprada a grid y destinada al sistema en el periodo temporal t	KWh

---

### 3.4. Restricciones Técnicas

---

Se entiende como restricción los límites particulares que tiene un problema. Son las denominadas condiciones de contorno. En este problema, se pueden clasificar las restricciones de la siguiente manera.

- Restricciones de carácter técnico: Aquéllas que son impuestas por las limitaciones del propio sistema.
- Cobertura de las demandas energéticas: La principal restricción del problema es satisfacer en todo momento tanto la demanda eléctrica como la demanda térmica, mediante la generación de energía por parte de los equipos que están presentes en el modelo.
- Balance de energía en los nodos: Se debe cumplir la conservación de la energía en cada nodo del sistema, es decir, la cantidad de energía que entra en un nodo debe ser igual a la cantidad de energía que sale de él.

#### 3.4.1 - Restricciones técnicas de las baterías

---

El conjunto de baterías está definido por las siguientes restricciones, a partir de las cuales se crearán las consignas energéticas que el optimizador producirá para este equipo para los distintos periodos temporales.

El nivel de energía almacenado en el conjunto de baterías tiene que estar en un intervalo donde sea mayor que el nivel mínimo de almacenamiento y menor que el nivel máximo. Esto tiene el objetivo de que no se produzca una degradación prematura del equipo.

$$\text{Bat\_nivel\_min} \leq \text{Bateria\_t} \leq \text{Bat\_nivel\_max} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (1)$$

Por otro lado, la cantidad de energía máxima que se puede cargar o descargar en el conjunto de las baterías está delimitada por la potencia máxima del conjunto de baterías para la carga o la descarga.

$$\text{Bat\_c\_gen\_t} \leq \text{Pot\_bat\_c} * P_{\text{horas}} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (2)$$

$$\text{Bat\_d\_gen\_t} \leq \text{Pot\_bat\_d} * P_{\text{horas}} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (3)$$

En las ecuaciones (4) y (5) se describe el rendimiento de carga y descarga de las baterías respectivamente.

$$\rho_{bat\_c\_t} = c_0 + c_1 * P_{horas} * Bat\_c\_gen\_t + c_2 * (Bat\_c\_gen\_t * P_{horas})^2 \quad \forall t = 1 \dots T \quad (4)$$

$$\rho_{bat\_d\_t} = d_0 + d_1 * P_{horas} * Bat\_d\_gen\_t + d_2 * (Bat\_d\_gen\_t * P_{horas})^2 \quad \forall t = 1 \dots T \quad (5)$$

La energía generada y la consigna de producción del optimizador se relacionan mediante los rendimientos. Si la consigna es de carga, se ha de utilizar el rendimiento de carga, en caso contrario se usa el rendimiento de descarga.

$$Bat\_c\_efect\_t = Bat\_c\_gen\_t * \rho_{bat\_c\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (6)$$

$$Bat\_d\_efect\_t = Bat\_d\_gen\_t * \rho_{bat\_d\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (7)$$

### **Activación de variables binarias asociadas a los cambios de estado**

En las siguientes ecuaciones (8) y (9) se especificará que puede existir la orden de generar energía solo si el conjunto de baterías se encuentra activo.

$$Bat\_c\_gen\_t \leq Pot_{bat\_c} * P_{horas} * \delta_{bat\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (8)$$

$$Bat\_d\_gen\_t \leq Pot_{bat\_d} * P_{horas} * \delta_{bat\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (9)$$

Por otro lado, la activación de la variable binaria asociada al cambio de estado del conjunto de baterías se define en las ecuaciones (10) y (11). Se considerará cambio de estado cuando se pase de carga a descarga o viceversa.

$$a_{bat\_t} \geq \delta_{bat\_t} - \delta_{bat_{t-1}} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (10)$$

$$a_{bat\_t} \geq \delta_{bat_{t-1}} - \delta_{bat\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (11)$$

### 3.4.2 - Restricciones técnicas de los acumuladores térmicos

---

El conjunto de acumuladores está definido por las siguientes restricciones, a partir de las cuales se crearan las consignas energéticas que el optimizador producirá para este equipo para los distintos periodos temporales.

El nivel de energía almacenado en el conjunto de los acumuladores tiene que estar en un intervalo donde sea mayor que el nivel mínimo de almacenamiento y menor que el nivel máximo. Esto tiene el objetivo de que no se produzca una degradación prematura del equipo.

$$Acum\_nivel\_min \leq Acum\_t \leq Acum\_nivel\_max \quad \forall t = 1 \dots T \quad (12)$$

Por otro lado, la cantidad de energía máxima que se puede cargar o descargar en el conjunto de los acumuladores está delimitada por la potencia máxima del conjunto de acumuladores para la carga o la descarga.

$$Acum\_c\_gen\_t \leq Pot\_acum\_c * P_{horas} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (13)$$

$$Acum\_d\_gen\_t \leq Pot\_acum\_d * P_{horas} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (14)$$

En las ecuaciones (15) y (16) se describe el rendimiento de carga y descarga de los acumuladores respectivamente.

$$\rho_{acum\_c\_t} = e_0 + e_1 * P_{horas} * Acum\_c\_gen\_t + e_2 * (Acum\_c\_gen\_t * P_{horas})^2 \quad \forall t = 1 \dots T \quad (15)$$

$$\rho_{acum\_d\_t} = f_0 + f_1 * P_{horas} * Acum\_d\_gen\_t + e_2 * (Acum\_d\_gen\_t * P_{horas})^2 \quad \forall t = 1 \dots T \quad (16)$$

La energía generada y la consigna de producción del optimizador se relacionan mediante los rendimientos. Si la consigna es de carga, se ha de utilizar el rendimiento de carga, en caso contrario se usa el rendimiento de descarga.

$$Acum\_c\_efect\_t = Acum\_c\_gen\_t * \rho_{acum\_c\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (17)$$

$$Acum\_d\_efect\_t = Acum\_d\_gen\_t * \rho_{acum\_d\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (18)$$

### Activación de variables binarias asociadas a los cambios de estado

En las siguientes ecuaciones (19) y (20) se especificará que puede existir la orden de generar energía solo si el conjunto de acumuladores se encuentra activo.

$$Acum\_c\_gen\_t \leq Pot\_acum\_c * P_{horas} * \delta_{acum\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (19)$$

$$Acum\_d\_gen\_t \leq Pot\_acum\_c * P_{horas} * \delta_{acum\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (20)$$

Por otro lado, la activación de la variable binaria asociada al cambio de estado del conjunto de acumuladores se define en las ecuaciones (21) y (22). Se considerará cambio de estado cuando se pase de carga a descarga o viceversa.

$$a_{acum\_t} \geq \delta_{acum\_t} - \delta_{acum_{t-1}} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (21)$$

$$a_{acum\_t} \geq \delta_{acum_{t-1}} - \delta_{acum\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (22)$$

### 3.4.3 - Restricciones técnicas de los equipos renovables

---

El conjunto de equipos renovables está definido por las siguientes restricciones, a partir de las cuales se crearán las consignas energéticas que el optimizador producirá para los equipos renovables para los distintos periodos temporales.

La previsión meteorológica de los diferentes periodos es la que se encarga de determinar que consigna de producción energética dará el optimizador a los equipos renovables. Estas consignas deben ser menores que la previsión realizada y ésta, a su vez, menor que la energía máxima que pueda producir el equipo.

$$\text{Ren}_{e\_efect\_kt} \leq \text{Prevision}_{e\_efect\_kt} \leq \text{Pot}_{e\_efect\_kt} * P_{horas} \quad \forall t = 1 \dots T \quad \forall k = 1 \dots K \quad (23)$$

$$\text{Ren}_{h\_efect\_kt} \leq \text{Prevision}_{h\_efect\_kt} \leq \text{Pot}_{h\_efect\_kt} * P_{horas} \quad \forall t = 1 \dots T \quad \forall k = 1 \dots K \quad (24)$$

En las ecuaciones (25) y (26) se describe el rendimiento.

$$\rho_{\text{Ren}_{e\_kt}} = a_{0\_e\_k} + a_{1\_e\_k} * P_{horas} + a_{2\_e\_k} * (\text{Ren}_{e\_efect\_kt} * P_{horas})^2 \quad \forall t = 1 \dots T \quad \forall k = 1 \dots k \quad (25)$$

$$\rho_{\text{Ren}_{h\_kt}} = a_{0\_h\_k} + a_{1\_h\_k} * P_{horas} + a_{2\_h\_k} * (\text{Ren}_{h\_efect\_kt} * P_{horas})^2 \quad \forall t = 1 \dots T \quad \forall k = 1 \dots k \quad (26)$$

La energía generada y la consigna de producción del optimizador se relacionan mediante los rendimientos. Si la consigna es de energía eléctrica, se ha de utilizar el rendimiento del equipo renovable que genera energía eléctrica, en caso contrario se usa el rendimiento térmico.

$$\text{Ren}_{e\_efect\_kt} = \text{Ren}_{e\_gen\_kt} * \rho_{\text{Ren}_{e\_kt}} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (27)$$

$$\text{Ren}_{h\_efect\_kt} = \text{Ren}_{h\_gen\_kt} * \rho_{\text{Ren}_{h\_kt}} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (28)$$

### Activación de variables binarias asociadas a los cambios de estado

En las siguientes ecuaciones (19) y (20) se especificará que puede existir la orden de generar energía solo si el equipo renovable k se encuentra activo.

$$\text{Ren}_{e\_gen\_kt} \leq \text{Pot}_{ren\_e\_kt} * P_{horas} * \delta_{ren\_e\_kt} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (29)$$

$$\text{Ren}_{h\_gen\_kt} \leq \text{Pot}_{ren\_h\_kt} * P_{horas} * \delta_{ren\_h\_kt} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (30)$$

Por otro lado, la activación de la variable binaria asociada al cambio de estado de los equipos renovables k se define en las ecuaciones (21) y (22). Se considerará cambio de estado cuando se pase de carga a descarga o viceversa.

$$a_{Ren\_e\_kt} \geq \delta_{ren\_e\_kt} - \delta_{ren\_e\_kt-1} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (31)$$

$$a_{Ren\_h\_kt} \geq \delta_{ren\_e\_kt-1} - \delta_{ren\_e\_kt} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (32)$$

$$a_{Ren\_h\_kt} \geq \delta_{ren\_h\_kt} - \delta_{ren\_h\_kt-1} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (33)$$

$$a_{Ren\_h\_kt} \geq \delta_{ren\_h\_kt-1} - \delta_{ren\_h\_kt} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (34)$$



### 3.4.4 - Restricciones técnicas de la cogeneración (CHP)

El equipo de cogeneración es el único equipo del sistema que es capaz de generar energía eléctrica y térmica a partir de la misma fuente energética.

Las consignas energéticas de producción dadas por el optimizador deben de encontrarse dentro de los límites de potencia del equipo de cogeneración.

$$Pot_{min\_e\_chp} * P_{horas} \leq CHP_{e\_efect\_t} \leq Pot_{max\_e\_chp} * P_{horas} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (35)$$

$$Pot_{min\_h\_chp} * P_{horas} \leq CHP_{h\_efect\_t} \leq Pot_{max\_h\_chp} * P_{horas} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (36)$$

La relación entre la producción de energía térmica a partir de energía eléctrica se expresa en la siguiente expresión.

$$CHP_{h\_efect\_t} = CHP_{e\_efect\_t} * \eta \quad \forall t = 1 \dots T \quad (37)$$

Un hecho a considerar es la producción simultánea de energía eléctrica y térmica por parte del CHP. Como consecuencia, al equipo de cogeneración solo se le asocian los costes de la producción de energía eléctrica y esto conlleva a que las consignas térmicas, así como sus pérdidas, se imputen en la variable que indica la cantidad de energía procedente del combustible consumido por el CHP.

El rendimiento del equipo de cogeneración se calcula de forma análoga al de los equipos anteriores.

$$\rho_{e\_chp\_t} = a_0 + a_1 * P_{horas} * CHP_{e\_efect\_t} + a_2 * (CHP_{e\_efect\_t} * P_{horas})^2 \quad \forall t = 1 \dots T \quad (38)$$

$$CHP_{cons\_t} = \frac{PCS_{chp}}{PCI_{chp}} * \frac{CHP_{e\_efect\_t}}{\rho_{e\_chp\_t}} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (39)$$

#### Activación de variables binarias asociadas a los cambios de estado

En la siguiente ecuación (40) se especifica que puede existir la orden de generar energía procedente del combustible solo si el equipo cogenerador se encuentra activo.

$$CHP_{cons\_t} \leq Pot_{max\_caldera} * P_{horas} * \delta_{caldera\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (40)$$

Por otro lado, la activación de la variable binaria asociada al cambio de estado del CHP se define en las ecuaciones (41) y (42).

$$a_{\text{chp}_t} \geq \delta_{\text{chp}_t} - \delta_{\text{chp}_{t-1}} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (41)$$

$$a_{\text{chp}_t} \geq \delta_{\text{chp}_{t-1}} - \delta_{\text{chp}_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (42)$$

### 3.4.5 - Restricciones técnicas de la caldera

---

La energía térmica máxima y mínima capaz de producir la caldera delimitarán el valor de la consigna de producción de la caldera en cada periodo. Estos valores son datos y se obtienen de las características técnicas del equipo.

$$Pot_{min\_caldera} * P_{horas} \leq Caldera_{efect\_t} \leq Pot_{max\_caldera} * P_{horas} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (43)$$

La restricción del rendimiento de la caldera vendrá determinada por la siguiente igualdad.

$$\rho_{caldera\_t} = g_0 + g_1 * P_{horas} * Caldera_{efect\_t} + g_2 * (Caldera_{efect\_t} * P_{horas})^2 \quad \forall t = 1 \dots T \quad (44)$$

$$Caldera_{cons\_t} = \frac{PCS_{caldera}}{PCI_{caldera}} * \frac{Caldera_{efect\_t}}{\rho_{caldera\_t}} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (45)$$

#### Activación de variables binarias asociadas a los cambios de estado

En la siguiente ecuación (46) se especifica que puede existir la orden de generar energía térmica solo si la caldera se encuentra activa.

$$Caldera_{cons\_t} \leq Pot_{max\_caldera} * P_{horas} * \delta_{caldera\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (46)$$

Por otro lado, la activación de la variable binaria asociada al cambio de estado de la caldera se define en las ecuaciones (47) y (48).

$$a_{caldera\_t} \geq \delta_{caldera\_t} - \delta_{caldera_{t-1}} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (47)$$

$$a_{caldera\_t} \geq \delta_{caldera_{t-1}} - \delta_{caldera\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (48)$$

---

### 3.5. Balances Energéticos

---

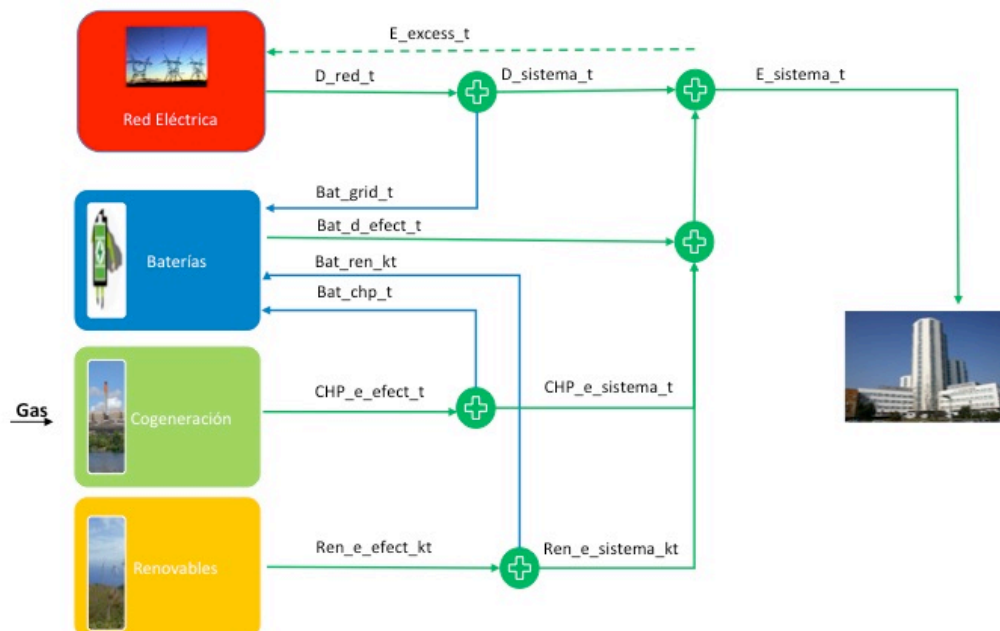
A lo largo de este apartado, se procede a realizar el balance eléctrico y térmico del problema estudiado para poder así tener un mayor conocimiento sobre los flujos de energía presentes en el sistema.

#### 3.5.1 – Balance Eléctrico

---

En la Figura 6 se visualiza el diagrama de bloques sobre el cual se representan los flujos de energía eléctrica presentes en el sistema. Del mismo modo, en la Figura 7 se puede observar las ecuaciones de balance eléctrico existentes en cada uno de los nodos del problema.

En las ecuaciones de balance eléctrico se tiene que cumplir la ley de la conservación de la energía, es decir, el sumatorio de la energía eléctrica entrante en un nodo debe ser igual al sumatorio de la energía eléctrica saliente de dicho nodo.



**FIGURA 6: DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

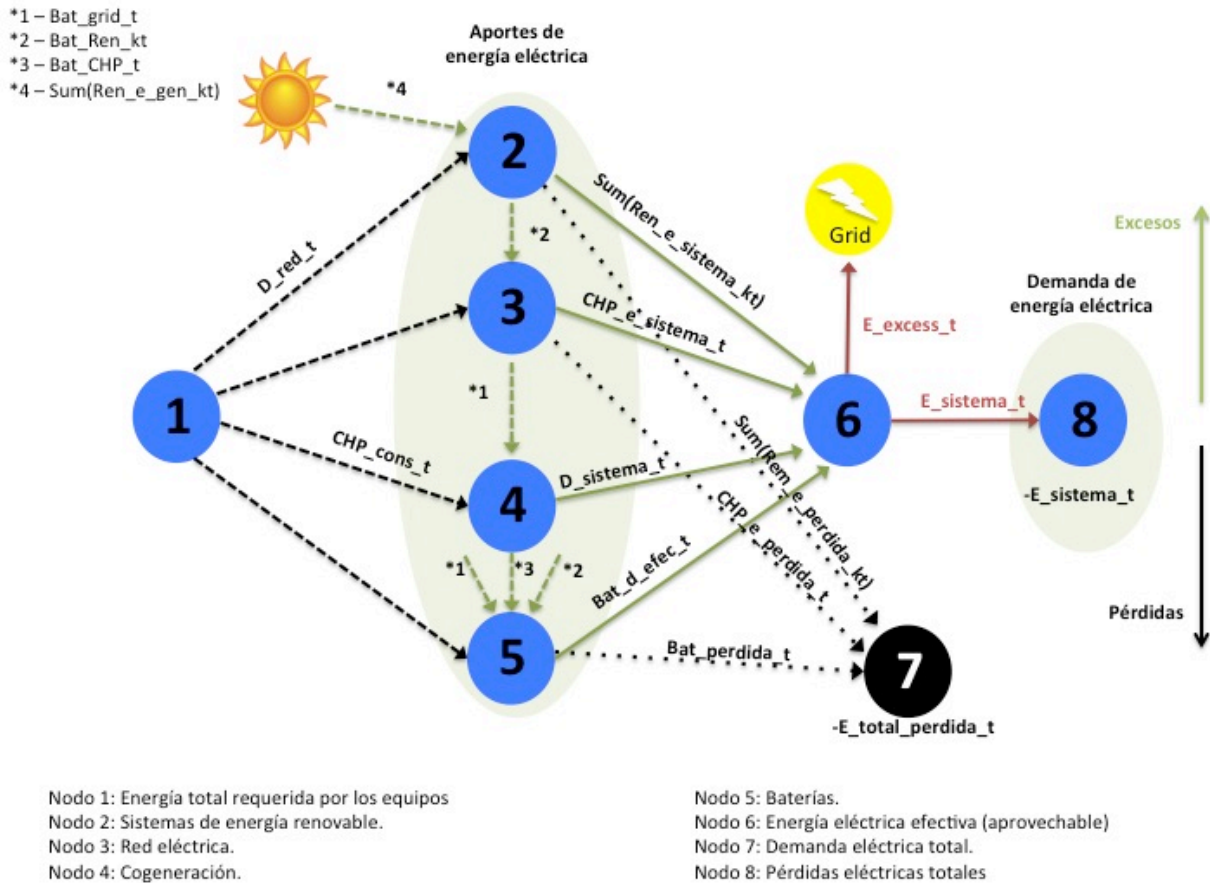


FIGURA 7: GRAFO DE FLUJO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### Nodo 1

El nodo 1 tiene sentido solo en lo conceptual, sirve como origen de los flujos energéticos que llegan a los nodos de aporte de energía. Este es el motivo por el cual no se incluye ecuación de balance energético en el nodo.

La variable  $CHP\_cons\_t$  se refiere al consumo necesario de combustible por parte del equipo cogenerador para la producción de  $CHP\_efec\_t$ .

### Nodo 2

La fuente de energía de los equipos renovables es el medio ambiente. La captación de esta energía puede ir destinada a la carga de baterías o al sistema para cubrir la demanda eléctrica. Por último, hay que considerar que el rendimiento de los equipos no es perfecto y, por tanto, existe unas pérdidas de energía. La ecuación que indica el balance de energía en este nodo queda definida por las ecuaciones (49) y (50).

$$\sum_{k=1}^k Ren_{e\_gen\_kt} = \sum_{k=1}^k Bat_{ren\_kt} + \sum_{k=1}^k Ren_{e\_sistema\_kt} + \sum_{k=1}^k Ren_{e\_perdida\_kt} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (49)$$

$$\sum_{k=1}^K Ren_{e\_efect\_kt} = \sum_{k=1}^K Bat_{ren\_kt} + \sum_{k=1}^K Ren_{e\_sistema\_kt} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (50)$$

### Nodo 3

Es necesario considerar que el CHP produce al mismo tiempo energía eléctrica y térmico, por lo que los grafos eléctrico y térmico deben de relacionarse en este equipo. A pesar de ello, para facilitarse el estudio, se representan los flujos energéticos de manera separada. Al imputarse coste solo a la producción eléctrica, la producción térmica y sus pérdidas se asocian al combustible necesario que se ha de consumir para generar  $CHP\_e\_efec\_t$ .

$$CHP_{cons\_t} = CHP_{e\_efect\_t} + CHP_{e\_perdida\_t} + CHP_{h\_efect\_t} + CHP_{h\_perdida\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (51)$$

Esta ecuación indica que la energía entrante en el nodo es igual a la suma de las energías efectivas más las pérdidas producidas. Las consignas de producción efectivas se definen en las siguientes ecuaciones (52) y (53).

$$CHP_{e\_efect\_t} = CHP_{e\_sistema\_t} + Bat_{chp\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (52)$$

$$CHP_{h\_efect\_t} = CHP_{h\_sistema\_t} + Acum_{chp\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (53)$$

De este modo, se definen los destinos de la energía efectiva generada por el CHP. Por un lado, la energía eléctrica efectiva se utilizará para la carga de baterías o para cubrir la demanda. Para el caso térmico, se indicará en el apartado 3.5.2 Balance térmico.

### Nodo 4

La energía comprada al grid se destina a la carga del conjunto de baterías o bien, irá destinada directamente a cubrir la demanda del sistema. En este caso, no se consideran pérdidas energéticas asociadas a la compra de energía eléctrica al grid.

$$D_{red\_t} = D_{sistema\_t} + Bat_{grid\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (54)$$

## Nodo 5

Nodo asociado al conjunto de baterías. En este caso, hay que tener en cuenta que el conjunto de baterías puede cargar o descargar energía. La energía de carga proviene de la energía con origen en los equipos renovables, el CHP y el grid. La energía de descarga será igual a la energía de carga mas las pérdidas producidas.

$$\text{Bat\_d\_efect\_t} + \text{Bat\_perdida\_t} = \sum_{k=1}^K \text{Bat\_ren\_e\_kt} + \text{Bat\_chp\_t} + \text{Bat\_grid\_t} \quad \forall t = 1..T \quad (55)$$

$$\text{Bat\_d\_gen\_t} = \text{Bat\_d\_efect\_t} + \text{Bat\_perdida\_d\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (56)$$

$$\text{Bat\_c\_efect\_t} = \sum_{k=1}^K \text{Bat\_ren\_e\_kt} + \text{Bat\_chp\_t} + \text{Bat\_grid\_t} \quad \forall t = 1..T \quad (57)$$

$$\text{Bat\_c\_gen\_t} = \text{Bat\_c\_efect\_t} + \text{Bat\_perdida\_c\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (58)$$

Por simplicidad, se han agrupado las pérdidas asociadas a la carga y descarga del conjunto de baterías en una sola variable.

$$\text{Bat\_perdida\_t} = \text{Bat\_perdida\_c\_t} + \text{Bat\_perdida\_d\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (59)$$

## Nodo 6

Nodo en el que desembocan los flujos de energía efectiva destinados a cubrir la demanda eléctrica del sistema. Se permite la posibilidad de excesos eléctricos, esto habilita la sobreproducción de energía con el objetivo de tener ahorros económicos (60).

$$\sum_{k=1}^K \text{Ren\_e\_sistema\_kt} + \text{CHP\_e\_sistema\_t} + \text{D\_sistema\_t} + \text{Bat\_d\_efect\_t} = \text{E\_sistema\_t} + \text{E\_exc\_t} \quad \forall t = 1..T \quad (60)$$

## Nodo 7

Nodo que representa las pérdidas eléctricas en el sistema por el rendimiento no ideal de los equipos.

$$\text{E\_total\_perdida\_t} = \text{Bat\_perdida\_t} + \text{CHP\_e\_perdida\_t} + \sum_{k=1}^k \text{Ren\_e\_perdida\_kt} \quad \forall t = 1..T \quad (61)$$

## Nodo 8

Nodo conceptual que expresa la demanda eléctrica del sistema. No es necesario una ecuación que detalle el balance eléctrico en este nodo.

### 3.5.2 – Balance Térmico

En la Figura 8 se visualiza el diagrama de bloques sobre el cual se representan los flujos de energía térmica presentes en el sistema. Del mismo modo, en la Figura 9 se puede observar las ecuaciones de balance térmico existentes en cada uno de los nodos del problema.

En las ecuaciones de balance térmico se tiene que cumplir la ley de la conservación de la energía, es decir, el sumatorio de la energía térmica entrante en un nodo debe ser igual al sumatorio de la energía térmica saliente de dicho nodo.

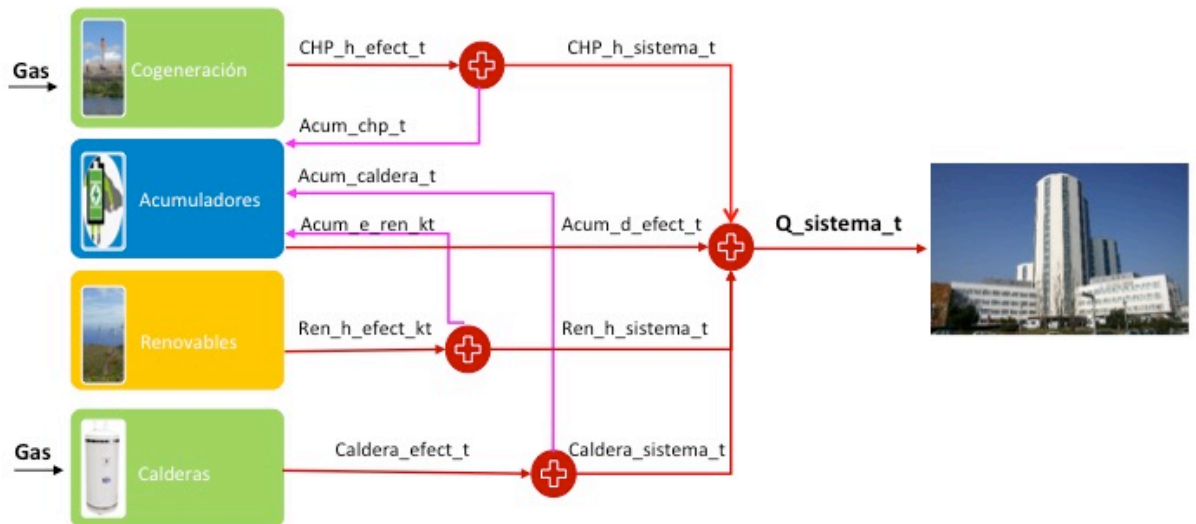


FIGURA 8: DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA TÉRMICO



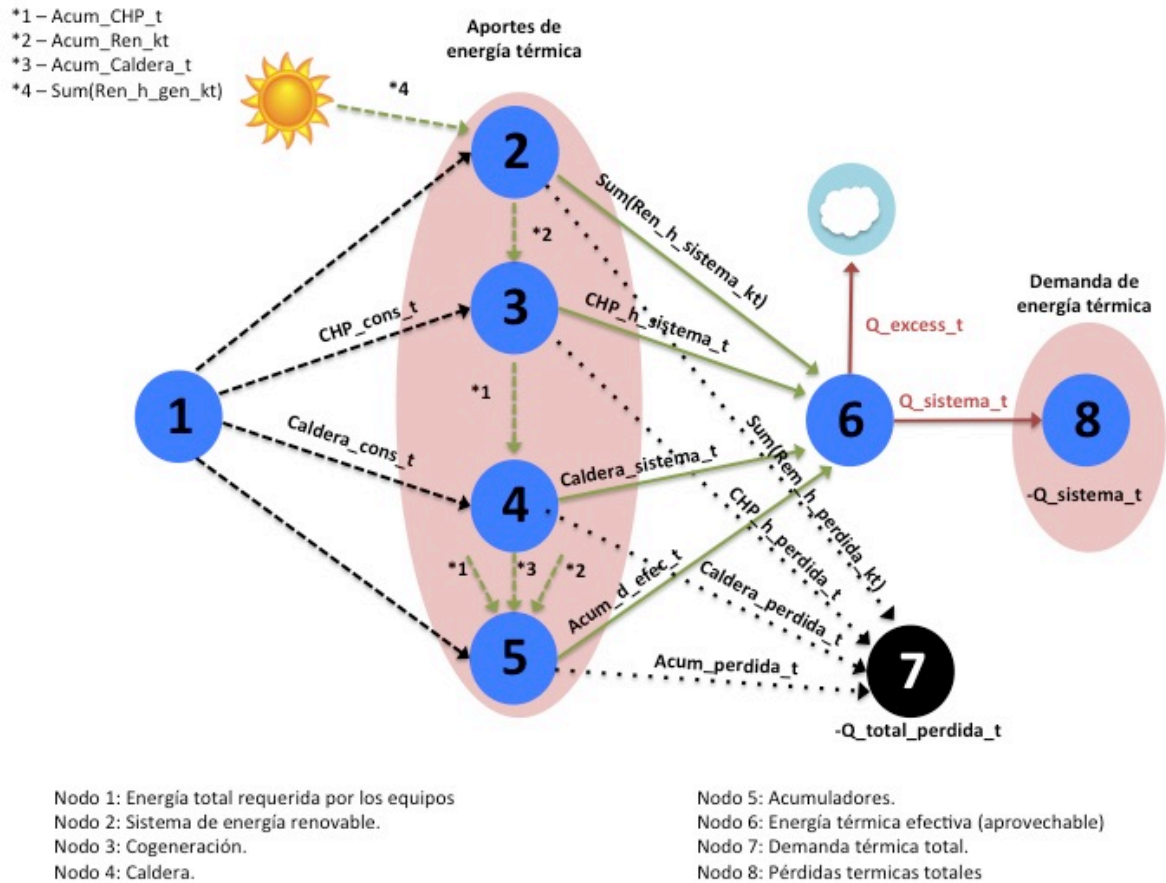


FIGURA 9: GRAFO DE FLUJO DE ENERGÍA TÉRMICA

### Nodo 1

El nodo 1 tiene sentido solo en lo conceptual, sirve como origen de los flujos energéticos que llegan a los nodos de aporte de energía. Este es el motivo por el cual no se incluye ecuación de balance energético en el nodo.

La variable  $CHP\_cons\_t$  se refiere al consumo necesario de combustible por parte del equipo cogenerador para la producción de  $CHP\_efect\_t$ .

### Nodo 2

La fuente de energía de los equipos renovables es el medio ambiente. La captación de esta energía puede ir destinada a la carga de los acumuladores o al sistema para cubrir la demanda térmica. Por último, hay que considerar que el rendimiento de los equipos no es perfecto y, por tanto, existe unas pérdidas de energía. La ecuación que indica el balance de energía en este nodo queda definida por las ecuaciones (62) y (63).

$$\sum_{k=1}^k Ren_{h\_gen\_kt} = \sum_{k=1}^k Acum_{ren\_kt} + \sum_{k=1}^k Ren_{h\_sistema\_kt} + \sum_{k=1}^k Ren_{h\_perdida\_kt} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (62)$$

$$\sum_{k=1}^K Ren_{h\_efect\_kt} = \sum_{k=1}^K Acum_{ren\_kt} + \sum_{k=1}^K Ren_{h\_sistema\_kt} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (63)$$

### Nodo 3

Es necesario considerar que el CHP produce al mismo tiempo energía eléctrica y térmico, por lo que los grafos eléctrico y térmico deben de relacionarse en este equipo. A pesar de ello, para facilitarse el estudio, se representan los flujos energéticos de manera separada. Al imputarse coste solo a la producción eléctrica, la producción térmica y sus pérdidas se asocian al combustible necesario que se ha de consumir para generar CHP\_e\_efec\_t.

$$CHP_{cons\_t} = CHP_{e\_efect\_t} + CHP_{e\_perdida\_t} + CHP_{h\_efect\_t} + CHP_{h\_perdida\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (64)$$

Esta ecuación indica que la energía entrante en el nodo es igual a la suma de las energías efectivas más las pérdidas producidas. Las consignas de producción efectivas se definen en las siguientes ecuaciones (65) y (66).

$$CHP_{e\_efect\_t} = CHP_{e\_sistema\_t} + Bat_{chp\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (65)$$

$$CHP_{h\_efect\_t} = CHP_{h\_sistema\_t} + Acum_{chp\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (66)$$

De este modo, se definen los destinos de la energía efectiva generada por el CHP. Por un lado, la energía térmica efectiva se utilizará para la carga de acumuladores o para cubrir la demanda. Para el caso eléctrico, se explica en el apartado 3.5.1 Balance eléctrico.

### Nodo 4

La ecuación (67) que representa al balance energético en este punto, indica que el consumo de combustible necesario para generar la energía efectiva es la suma de las energías útiles más las pérdidas.

$$Caldera_{cons\_t} = Caldera_{sistema\_t} + Acum_{caldera\_t} + Caldera_{perdida\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (67)$$

Donde la energía efectiva generada por este equipo es:

$$Caldera_{efectiva\_t} = Caldera_{sistema\_t} + Acum_{caldera\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (68)$$

## Nodo 5

Nodo asociado al conjunto de acumuladores. En este caso, hay que tener en cuenta que el conjunto de acumuladores puede cargar o descargar energía. La energía de carga proviene de la energía con origen en los equipos renovables, el CHP y la caldera. La energía de descarga será igual a la energía de carga mas las pérdidas producidas.

$$Acum_{d\_efect\_t} + Acum_{perdida\_t} = \sum_{k=1}^K Acum_{ren\_h\_kt} + Acum_{chp\_t} + Acum_{caldera\_t} \quad \forall t = 1..T \quad (69)$$

$$Acum_{d\_gen\_t} = Acum_{d\_efect\_t} + Acum_{perdida\_d\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (70)$$

$$Acum_{c\_efect\_t} = \sum_{k=1}^K Acum_{ren\_h\_kt} + Acum_{chp\_t} + Acum_{caldera\_t} \quad \forall t = 1..T \quad (71)$$

$$Acum_{c\_gen\_t} = Acum_{c\_efect\_t} + Acum_{perdida\_c\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (72)$$

Por simplicidad, se han agrupado las pérdidas asociadas a la carga y descarga del conjunto de acumuladores en una sola variable.

$$Acum_{perdida\_t} = Acum_{perdida\_c\_t} + Acum_{perdida\_d\_t} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (73)$$

## Nodo 6

Nodo en el que desembocan los flujos de energía efectiva destinados a cubrir la demanda térmica del sistema. Se permite la posibilidad de excesos térmicos que, si se produce, existe un aumento en los costes del escenario(74).

$$\sum_{k=1}^K Ren_{h\_sistema\_kt} + CHP_{h\_sistema\_t} + Caldera_{sistema\_t} + Acum_{d\_efect\_t} = Q_{sistema\_t} + Q_{exc\_t} \quad \forall t = 1..T \quad (74)$$

## Nodo 7

Nodo que representa las pérdidas térmicas en el sistema por el rendimiento no ideal de

los equipos.

$$Q_{total\_perdida\_t} = Acum\_perdida\_t + CHP\_h\_perdida\_t + \sum_{k=1}^k Ren\_h\_perdida\_kt \quad \forall t = 1..T \quad (75)$$

### **Nodo 8**

Nodo conceptual que expresa la demanda térmica del sistema. No es necesario una ecuación que detalle el balance eléctrico en este nodo.

### 3.6. Función Objetivo

La función objetivo debe realizar una relación entre la oferta y la demanda para, de ese modo y según criterios económicos, ordenar las diferentes consignas de producción que proporcionará cada equipo al sistema. El objetivo será minimizar los costes totales satisfaciendo en todo momento la demanda energética en su totalidad. Así, la función que se desea minimizar es la siguiente

$$\sum_{t=1}^T \left\{ C_{elect\_t} \cdot D_{red\_t} + C_{var\_chp} \cdot CHP_{efect\_t} + P_{comb} \cdot CHP_{cons\_t} + C_{fix\_chp\_t} \cdot \delta_{chp\_t} \right. \\ + C_{arranque\_chp\_t} \cdot a_{chp\_t} + C_{var\_bat} \cdot (Bat_{c\_gen\_t} + Bat_{d\_gen\_t}) + C_{fix\_bat\_t} \cdot \delta_{bat\_t} + C_{arranque\_bat\_t} \cdot a_{bat\_t} + C_{var\_acum} \\ \cdot (Acum_{c\_gen\_t} + Acum_{d\_gen\_t}) + C_{fix\_acum\_t} \cdot \delta_{acum\_t} + C_{arranque\_acum\_t} \cdot a_{acum\_t} \\ + \sum_{k=1}^K C_{var\_ren\_k} \cdot (Ren_{e\_gen\_kt} + Ren_{h\_gen\_kt}) + \sum_{k=1}^K C_{fix\_ren\_k} \cdot \delta_{ren\_kt} \\ + \sum_{k=1}^K C_{arranque\_ren\_k} \cdot a_{ren\_kt} + C_{var\_caldera} \cdot Caldera_{efect\_t} + P_{comb} \\ \cdot Caldera_{cons\_t} + C_{fix\_caldera\_t} \cdot \delta_{caldera\_t} + C_{arranque\_caldera\_t} \cdot a_{caldera\_t} \\ \left. + C_{exc\_t} \cdot Q_{exc\_t} - P_{venta\_t} \cdot E_{exc\_t} \right\}$$

Los costes de cambio de estado solo se tendrán en consideración cuando en el periodo que se está evaluando pasa de inactivo a activo o viceversa. En ese caso, la variable  $a_t$  valdrá 1. La activación de las variables binarias se define en el apartado de restricciones técnicas. En el caso de los sistemas almacenadores el paso de carga a descarga o viceversa también se considerará un cambio de estado.

### Sumando 1

$$C_{elect\_t} \cdot D_{red\_t}$$

Representa el coste total de toda la electricidad comprada a la red eléctrica en el periodo tarifario t. Donde  $C_{elect\_t}$  es el coste de la electricidad en KWh en t, y  $D_{red\_t}$  es la orden de compra de electricidad a la corriente eléctrica en el mismo periodo.

### Sumando 2

$$C_{var\_chp} \cdot CHP_{efect\_t} + P_{comb} \cdot CHP_{cons\_t} + C_{fix\_chp\_t} \cdot \delta_{chp\_t} + C_{arranque\_chp\_t} \cdot a_{chp\_t}$$

Representa a los costes variables asociados al uso del equipo cogenerador, al coste fijo de utilizar dicho equipo, a los cambios de estado y al combustible consumido.

$C_{var\_chp}$  es el coste variable por KWh efectivo generado y  $P_{comb}$  es el precio del combustible necesario a consumir para generar  $CHP_{efect\_t}$ . Cabe destacar la existencia de un coste fijo al equipo si se encuentra en funcionamiento y un coste de arranque  $C_{arranque\_chp\_t}$  que penalizará las puestas en marcha/paro del equipo en periodos consecutivos.

### Sumando 3

$$C_{var\_bat} \cdot (Bat_{c\_gen\_t} + Bat_{d\_gen\_t}) + C_{fix\_bat\_t} \cdot \delta_{bat\_t} + C_{arranque\_bat\_t} \cdot a_{bat\_t}$$

Representa a los costes variables asociados al uso de baterías, al coste fijo de utilizarlas y al coste relacionado con los cambios de estado.

$C_{var\_bat}$  es el coste variable por KWh relacionado con el uso del conjunto de baterías. Por su parte,  $Bat_{c\_gen\_t}$  y  $Bat_{d\_gen\_t}$  son las cantidades de energía por KWh que han de cargar o descargar las baterías respectivamente.

Cabe destacar la existencia de un coste fijo al equipo si se encuentra en funcionamiento y un coste de arranque  $C_{arranque\_bat\_t}$  que penalizará las puestas en marcha/paro del equipo en periodos consecutivos. El cambio de carga a descarga o viceversa también incurre en el coste por cambio de estado.

#### Sumando 4

$$C_{var\_acum} \cdot (Acum_{c\_gen\_t} + Acum_{d\_gen\_t}) + C_{fix\_acum\_t} \cdot \delta_{acum\_t} + C_{arranque\_acum\_t} \cdot a_{acum\_t}$$

Representa a los costes variables asociados al uso de acumuladores, al coste fijo de utilizarlas y al coste relacionado con los cambios de estado.

$C_{var\_acum}$  es el coste variable por KWh relacionado con el uso del conjunto de acumuladores. Por su parte,  $Acum_{c\_gen\_t}$  y  $Acum_{d\_gen\_t}$  son las cantidades de energía por KWh que han de cargar o descargar los acumuladores respectivamente.

Cabe destacar la existencia de un coste fijo al equipo si se encuentra en funcionamiento y un coste de arranque  $C_{arranque\_acum\_t}$  que penalizará las puestas en marcha/paro del equipo en periodos consecutivos. El cambio de carga a descarga o viceversa también incurre en el coste por cambio de estado.

#### Sumando 5

$$\sum_{k=1}^K C_{var\_ren\_k} \cdot (Ren_{e\_gen\_kt} + Ren_{h\_gen\_kt}) + \sum_{k=1}^K C_{fix\_ren\_k} \cdot \delta_{ren\_kt} + \sum_{k=1}^K C_{arranque\_ren\_k} \cdot a_{ren\_kt}$$

Representa a los costes variables asociados al uso de los equipos renovables, al coste fijo de utilizarlos y al coste relacionado con los cambios de estado.

$C_{var\_ren\_k}$  es el coste variable por KWh relacionado con el uso del conjunto de equipos renovables. Por su parte,  $Ren_{e\_gen\_kt}$  y  $Ren_{h\_gen\_kt}$  son las cantidades de energía (eléctrica o térmica) por KWh que han de generar los equipos renovables correspondientes.

Cabe destacar la existencia de un coste fijo al equipo si se encuentra en funcionamiento y un coste de arranque  $C_{arranque\_ren\_kt}$  que penalizará las puestas en marcha/paro del equipo en periodos consecutivos.

#### Sumando 6

$$C_{var\_caldera} \cdot Caldera_{efect\_t} + P_{comb} \cdot Caldera_{cons\_t} + C_{fix\_caldera\_t} \cdot \delta_{caldera\_t} + C_{arranque\_caldera\_t} \cdot a_{caldera\_t}$$

Representa a los costes variables asociados al uso de la caldera, al coste fijo de utilizar

dicho equipo, a los cambios de estado y al combustible consumido.

$C_{var\_caldera}$  es el coste variable por KWh efectivo generado y  $P_{comb}$  es el precio del combustible necesario a consumir para generar  $Caldera\_efect\_t$ . Cabe destacar la existencia de un coste fijo al equipo si se encuentra en funcionamiento y un coste de arranque  $C_{arranque\_caldera\_t}$  que penalizará las puestas en marcha/paro del equipo en periodos consecutivos.

#### **Sumando 7**

$$C_{exc\_t} \cdot Q_{exc\_t}$$

Representa el coste del exceso de energía térmica presente en todo el sistema.  $C_{exc\_t}$  es el coste por KWh de energía térmica excedente en el sistema y  $Q_{exc\_t}$  la cantidad de energía térmica en KWh sobrante en el sistema.

#### **Sumando 8**

$$P_{venta\_t} \cdot E_{exc\_t}$$

Representa el coste o beneficio del exceso de energía eléctrica existente en todo el sistema.  $P_{venta\_t}$  es el precio de venta de los KWh exportados a la red y  $E_{exc\_t}$  la cantidad de energía eléctrica en KWh sobrante en el sistema. En el caso de que se penalice la venta del exceso eléctrico,  $P_{venta\_t}$  será negativo.



## 4. Métodos de Optimización y solución adoptada

Se entiende por optimización en un entorno matemático e informático el desarrollo de una metodología que permita determinar los valores de las variables que intervienen en un proceso o sistema para que el resultado sea el mejor posible. Bajo esta definición se encuentran un amplio abanico de técnicas y algoritmos que se desarrollarán en este apartado.

---

### 4.1. Métodos de Optimización

---

Debido a la complejidad del problema planteado en este proyecto los algoritmos tradicionales de optimización no serían los idóneos para su resolución ya que, entre otros factores, deben ser resueltos en un tiempo limitado. Para ello, están los denominados métodos metaheurísticos. Estos algoritmos, aunque no son capaces de devolvernos una solución exacta, nos proporcionan una solución bastante adecuada en un intervalo de tiempo reducido respecto a los algoritmos tradicionales. A continuación, describimos cuáles son estos métodos en función del sistema de búsqueda que utilizan.

- Metaheurísticas basadas en la trayectoria:

Estos métodos parten de una solución inicial que se va actualizando mediante una búsqueda en la vecindad, formando de esta manera una trayectoria. La exploración finaliza cuando se alcanza un criterio de parada, se encuentra una solución adecuada o el proceso de búsqueda se queda estancado. A continuación, se describen algunas técnicas basadas en la trayectoria:

El **enfriamiento simulado** es una de las primeras técnicas metaheurísticas que se desarrollaron. Esta técnica se basa en el proceso de recocido de los metales y del cristal. En cada una de las evoluciones se calcula una solución a partir de la inicial. Si la solución obtenida es mejor que la solución inicial, la solución obtenida sustituye a la inicial como solución actual del problema. Por el contrario, si la solución obtenida es peor que la solución inicial, se sigue aceptando la solución obtenida, pero con una determinada probabilidad. De esta manera, al permitir elegir soluciones menos adecuadas se evita caer en un óptimo local.

La **búsqueda tabú**, es uno de los métodos metaheurísticos más empleados en la actualidad para resolver problemas de optimización. Esta técnica se distingue por el uso de una memoria adaptiva y una estrategia de análisis que facilite la exploración de

distintas regiones de la zona de búsqueda. Esta técnica defiende que es mejor una mala decisión basada en información que una buena decisión fundamentada en el azar, ya que en un sistema con memoria, una mala solución es útil para continuar evolucionando a una mejoría, mientras que una buena solución adquirida por el azar no nos proporciona información para acciones posteriores. Además, al contar con memoria hace posible identificar posibles ciclos evolutivos y así evitar posibles óptimos locales.

El **ascenso de colinas**, es otra de las técnicas basadas en la trayectoria. En este caso, al igual que en el enfriamiento simulado, se parte de un punto con una solución inicial y se compara con la de su vecindad. Si la solución nueva es mejor que la anterior, la mejor solución actual pasa a ser la solución nueva. Sin embargo, a diferencia del enfriamiento simulado, si la solución obtenida no mejora a la anterior, no se acepta. Esto provoca que estos algoritmos sean típicamente locales.

- Metaheurísticas basadas en población:

Las técnicas metaheurísticas basadas en la población trabajan con un conjunto de individuos con una solución asociada a cada uno de ellos. La solución obtenida a través del algoritmo y la eficiencia del mismo, dependerá de la forma en que se manipule la población en cada una de las iteraciones. Las técnicas más importantes basadas en la población son:

Los **Algoritmos Evolutivos**, que se basan en la capacidad que tienen los seres o individuos a adaptarse a un entorno nuevo en el cual se han producido una serie de cambios. Los pasos a seguir para la construcción de un algoritmo evolutivo son los siguientes: (i) se genera una población inicial de forma aleatoria; (ii) cada individuo de la población tiene asociado un valor de su bondad comparado con el de los demás individuos, por medio de una función de aptitud o fitness. Este valor del fitness es el utilizado por el algoritmo para realizar la exploración; (iii) posteriormente, se lleva a cabo la modificación de la población combinando a los individuos entre sí. Además, se le añade un grado de aleatoriedad al algoritmo al permitirse un proceso de mutación en la población. Debe de existir un equilibrio entre la fase de selección, explotación de buenas soluciones, y la fase de reproducción, búsqueda de nuevas regiones. La posibilidad de la combinación de los individuos permite aceptar soluciones que no son necesariamente mejores que las soluciones ya encontradas. Los algoritmos evolutivos pueden clasificarse en tres categorías: Programación Evolutiva, Estrategias Evolutivas y Algoritmos Genéticos.

**Sistemas basados en Colonias de Hormigas**, que se fundamenta en el comportamiento de las hormigas cuando buscan comida. En un experimento realizado en 1990,

Deneubourg et al. (1990) demostraron que, cuando se les da la posibilidad de elegir entre dos caminos de diferente longitud que unan el nido a una fuente de alimento, una colonia de hormigas tiene una alta probabilidad de elegir colectivamente al camino más corto. Esto sucede porque la hormiga decide en cada momento a donde ir tomando decisiones aleatorias basándose en la intensidad de la feromona presente en el suelo. La feromona es una sustancia química que va desprendiendo la hormiga en el transcurso de llevar la comida desde la fuente al nido. Esta técnica intenta emular este comportamiento a través de un modelo probabilístico.

**Algoritmos basados en el enjambre de partícula**, este algoritmo se inspira en el comportamiento del vuelo de las bandadas de aves o del movimiento de los bancos de peces. Este algoritmo se basa en que un individuo evoluciona a una nueva posición debido a un comportamiento individual y un factor social. Es la técnica que será utilizada para la resolución del problema planteado en este proyecto. Por ello, se profundiza ampliamente sobre el mismo a continuación.

---

## 4.2. Algoritmo basado en el Enjambre de Partículas (PSO)

---

Un algoritmo basado en cúmulos de partículas o Particle Swarm Optimization (PSO) es una técnica metaheurística basada en las poblaciones y en el comportamiento de las bandadas de aves y bancos de peces. PSO fue originalmente desarrollado por el psicólogo- sociólogo James Kennedy y por el ingeniero electrónico Russell Eberhart en 1995. Basándose en un enfoque conocido como la metáfora social (Kennedy y Eberhart, 1995) los fundamentos de este algoritmo se pueden definir bajo la siguiente idea “los individuos que conviven en una sociedad tienen una opinión que es parte de un conjunto de creencias (el espacio de búsqueda) compartido por todos los posibles individuos de la población.

El PSO se sustenta bajo la premisa de que el comportamiento de los animales viene asociado a tres factores: el conocimiento del entorno, la memoria del individuo y la memoria del vecindario.

De esta forma, y mediante un proceso iterativo, todo individuo tiende a acercarse al individuo con mayor éxito de su entorno.

Imaginemos que una bandada de aves busca comida en un sector. Las aves no saben donde se encuentra la comida, pero si conocen a que distancia está el alimento y que ave se encuentra más cerca. Por tanto, es lógico pensar que el resto se acercará a la posición

de la mejor situada. Esto sucede porque el conjunto de partículas guarda y posiblemente comunique la mejor solución encontrada.

Una partícula de la nube está formada por los siguientes vectores y valores:

- $pos_i$ : vector que representa la posición actual de la partícula  $i$  en el espacio de búsqueda.
- $mejorpos_i$ : vector que representa la mejor posición encontrada por la partícula  $i$  en el espacio de búsqueda.
- $mejorpos_g$ : vector que representa la mejor posición encontrada en el espacio de búsqueda.
- $v_i$ : vector que almacena la dirección que va a tomar la partícula  $i$ .
- $fitness_i$ : valor que representa la aptitud de la partícula  $i$  asociada a su posición actual.
- $mejorfitness_i$ : valor que representa la mejor aptitud encontrada por el momento de la partícula  $i$ .
- $mejorfitness_g$ : valor que represente la mejor aptitud encontrada hasta el momento en la nube de partículas.

Los pasos que se llevan a cabo para la correcta ejecución del algoritmo son los siguientes:

1. Se inicializa la nube de partículas, creando los vectores posición y velocidad de manera aleatoria. La mejor posición actual de cada partícula será la posición inicial de cada una de ellas.
2. Se calcula el fitness de cada partícula, almacenándose ese valor tanto en  $fitness_i$  como en  $mejorfitness_i$ .
3. Las posiciones de las partículas evolucionan según sus velocidades, de esta forma.  
$$pos_i^t = pos_i^{t-1} + v_i^t.$$
4. Con la nueva posición se calcula y se actualiza el valor de  $fitness_i$ .
5. Si el nuevo valor de  $fitness_i$  es mejor que  $mejorfitness_i$  se actualiza tanto el mejor valor del fitness como la mejor posición encontrada por la partícula.  $mejorfitness_i = fitness_i$  y  $mejorpos_i = pos_i$ .
6. Si  $mejorfitness_i$  es un valor más óptimo que  $mejorfitness_g$ , entonces,

$$mejorfitness_g = mejorfitness_i \text{ y } mejorpos_g = mejorpos_i.$$

7. Se actualiza el vector velocidad. El vector velocidad depende de tres factores – la velocidad anterior de la partícula (refleja que la partícula tiene memoria), un componente cognitivo que depende de su propia experiencia y un componente social que depende de la experiencia del vecindario.

$$v_i^t = \omega^{t-1} * v_i^{t-1} + rand * p1 * (mejorpos_i - pos_i) + rand * p2 * (mejorfitness_g - pos_i)$$

8. Si no se ha cumplido el criterio de parada, se vuelve al paso 3.

Donde;

- $pos_i^t$  es la posición de la partícula i en el instante t.
- $v_i^t$  es la velocidad de la partícula i en el instante t.
- $\omega^t$ , factor de inercia de la iteración t.

$$\omega^t = \omega^{max} - \frac{\omega^{max} - \omega^{min}}{t_{max}} * t$$

- $\omega^{max}$  representa al factor de inercia inicial.
- $\omega^{min}$  representa al factor de inercia final.
- $t_{max}$  representa al número de iteraciones máximas permitidas.
- t representa a la iteración actual.

El tipo de búsqueda del algoritmo será local o global dependiendo del valor que tome el factor de inercia, pues si el valor es elevado una posición se distinguirá más de la anterior y la exploración será global, mientras que si el factor de inercia tiene un valor bajo la nueva posición tenderá a parecerse a la posición ya existente y se producirá una búsqueda local.

- rand representa a un número aleatorio entre 0 y 1.
- p1 y p2 representan a los componentes cognitivo y social respectivamente. Según los valores de estos componentes, el algoritmo puede ser.
  - Completo  $p1 > 0$  y  $p2 > 0$ , tanto el componente cognitivo como el social intervienen en el movimiento de la partícula.
  - Cognitivo  $p1 > 0$  y  $p2 = 0$ , solo interviene el componente cognitivo

en el movimiento de la partícula.

- Social  $p1 = 0$  y  $p2 > 0$ , solo interviene el componente social en el movimiento de la partícula.
- Social exclusivo  $p1 = 0$ ,  $p2 > 0$  y  $mejorpos_g \neq pos_i$ .

#### 4.2.1- PSO para codificación binaria

---

Debido al elevado número de problemas de optimización que se plantean en una región no continua del espacio, es necesario que las variables de decisión de dichos problemas tengan que tomar valores discretos. Una opción plausible para la resolución de problemas discretos es mediante la codificación binaria. Por ello, surgen algoritmos inspirados en el PSO clásico que, siguiendo las mismas directrices, sean capaces de resolver un problema mediante la codificación binaria. En esta codificación, la posición de las partículas se representa como una cadena de bits y el movimiento de las partículas conllevará al cambio de algunos de estos bits.

El primer algoritmo propuesto para la codificación binaria del PSO fue realizado por los autores del PSO clásico. En este algoritmo, se entiende el concepto de velocidad como la probabilidad de que un bit tome el valor 1. Existe un valor denominado ‘umbral’ que se encuentra en el rango  $[0,1]$  y se calcula a partir de la función sigmoideal de la velocidad. De ese modo, si el valor de la velocidad es mayor que el umbral, el nuevo valor será un 1. De lo contrario, el nuevo valor será un 0.

Este algoritmo depende en un alto grado del valor ‘umbral’ y esta limitación puede provocar la pérdida de eficiencia del algoritmo. Por ello, surgen otros métodos alternativos. Cabe destacar el algoritmo propuesto por Afshinmanesh et al. (2006), el cual utiliza operadores lógicos y la distancia de Hamming.

$$pos_{i,j}^t = pos_{i,j}^{t-1} \oplus v_{i,j}^t$$

$$v_{i,j}^t = c_{1,i} \cdot dH_{1i,j}^{t-1} + c_{2,i} \cdot dH_{2i,j}^{t-1}$$

$$dH_{1i,j} = pos_{i,j}^t \oplus mejorpos_{i,j}$$

$$dH_{2i,j} = pos_{i,j}^t \oplus mejorpos_g$$

$$AND = (\cdot), OR = (+), XOR = (\oplus)$$

#### 4.2.2: PSO adaptado al problema

---

El algoritmo basado en el PSO binario que se propone tiene en cuenta todos los factores necesarios que definen el movimiento de una partícula, es decir, la posición y velocidad actual, la del periodo anterior y la mejor posición encontrada por la partícula y por la nube.

En el algoritmo PSO la variable principal de cada partícula es su posición. De este modo, la matriz de posición define la matriz de activación de la partícula, es decir, la posición indicará que equipos deben encontrarse activos en cada uno de los distintos periodos. Otra variable a considerar es la velocidad, que representa la dirección con la que se mueve la partícula en la búsqueda de su nueva posición. Tal y como se ha descrito anteriormente, la velocidad depende del factor de inercia, de un componente cognitivo (memoria de la partícula) y de un componente social.

$$v_i^t = \omega^{t-1} * v_i^{t-1} + \text{rand} * p1 * (\text{mejorpos}_i - \text{pos}_i) + \text{rand} * p2 * (\text{mejorfitness}_g - \text{pos}_i)$$

Para calcular la nueva posición de la partícula, se define el valor ‘umbral’ como el resultado de la función sigmoïdal de la velocidad. De este modo, si un número aleatorio en el intervalo [0,1] es menor que el valor umbral, la nueva posición de la partícula en ese periodo será la inversa a la anterior. Por el contrario, si el número aleatorio es mayor que el umbral, la nueva posición será idéntica a la anterior en ese instante.

## 5. Descripción Técnica de la Solución Adoptada

La estructura que sigue el algoritmo se puede entender de forma fácil según el esquema que se muestra en la Figura 10. En este apartado se describen cada una de las bases de la estructura empleada.



**FIGURA 10: ESTRUCTURA GENERAL DEL ALGORITMO**

Para poder ejecutar el algoritmo es necesario disponer de una serie de datos técnicos y económicos del problema. Para ello, se opta por volcar un archivo Excel al optimizador donde se encuentran todos los datos relativo al problema, ya sean parámetros técnicos, económicos o cualquier otro relativo al sistema estudiado.

Posteriormente, mediante la aplicación de técnicas heurísticas, se procede a definir a una partícula que sea la mejor del problema o, en su defecto, que se encuentre cerca de la mejor partícula posible.

Tras encontrar una solución, debe volcarse toda la información que se considere interesante obtenida mediante el proceso anterior. El volcado de la solución se realiza en un fichero .csv. En este capítulo se procederá a detallar con mayor claridad cada uno de estos bloques.



---

## 5.1. Lectura del Fichero de Entrada

---

En este apartado se especifican los datos que componen el fichero de entrada.

- Datos relativos al algoritmo: Este apartado contiene los parámetros específicos del algoritmo. Incluye el tiempo y número de periodos, número de partículas, número de iteraciones máximas, número de equipos, factor de inercia inicial y final, peso cognitivo y social y la velocidad máxima permitida. El horizonte temporal es de 24 horas, por tanto, la duración de los periodos será de 2.4 h ó de 0.15 h dependiendo de si hay 10 ó 96 periodos temporales .
- Sistemas: Expresan si el equipo está presente en el escenario a simular o si se encuentra ausente. De esta forma, valdrá un 1 si el equipo forma parte del escenario y, un 0 en caso contrario.
- Datos baterías: Indican las especificaciones técnicas y económicas del conjunto de baterías.
- Datos acumuladores: Indican las especificaciones técnicas y económicas del conjunto de acumuladores.
- Datos equipos renovables: Indican las especificaciones técnicas y económicas de los equipos renovables.
- Previsión meteorológica: Potencia máxima por periodo de la que dispone cada uno de los equipos renovables.
- Datos CHP: Indican las especificaciones técnicas y económicas del equipo cogenerador.
- Datos caldera: Indican las especificaciones técnicas y económicas de la caldera.
- Datos red eléctrica: Indican todo lo referente al suministro eléctrico así como al tipo de tarifa usado y potencia contratada.
- Periodos tarifarios: Vector que indica el periodo de tarificación eléctrica en el que se encuentra en cada periodo.
- Demanda: Indica las previsiones de las demandas eléctricas y térmicas

para cada uno de los periodos temporales.

---

## 5.2. Definición de la Partícula

---

Cuando ya se dispone de todos los datos necesarios para ejecutar el algoritmo, el siguiente paso es construir estructuras que almacenen las características de las partículas para poder, posteriormente, generar soluciones admisibles del problema. Todas las partículas de la nube tendrán la siguiente configuración.

```
Posición=matriz(nequipos,Nperiodos);  
Consigna=matriz(nequipos,Nperiodos);  
C_Electrico=matriz(1,Nperiodos);  
C_Termico=matriz(1,Nperiodos);  
C_Total=matriz(1,Nperiodos);  
C_Final=valor;  
Excesos_energeticos=matriz(2,Nperiodos);  
Nivel_bateria=matriz(1,Nperiodos);  
Nivel_acum=matriz(3,Nperiodos);
```

A continuación, se procede a describir de forma detallada cada uno de los campos de la estructura.

### **Matriz de configuración de equipos**

Esta matriz corresponde a la posición de una partícula. Se trata de una matriz binaria de dimensiones  $M \times N$  ( $M$  filas y  $N$  columnas). Las filas corresponden con el número de equipos presentes y las columnas al número de periodos que existen.

**Tabla 25: Matriz de configuración de equipos**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>BAT_D</b>	1	1	0	0	1	0	1	0	0	0
<b>BAT_C</b>	1	0	1	0	1	1	1	1	0	1
<b>ACUM1_D</b>	1	1	1	0	1	0	1	0	0	1
<b>ACUM1_C</b>	0	1	0	1	1	0	1	1	1	1
<b>ACUM2_D</b>	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
<b>ACUM2_C</b>	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1
<b>ACUM3_D</b>	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1
<b>ACUM3_C</b>	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0
<b>SOLAR_E</b>	1	0	1	0	1	0	1	1	1	0
<b>SOLAR_T</b>	0	1	1	0	0	0	0	0	1	1
<b>EOLICA</b>	1	0	1	1	1	1	0	0	0	0
<b>CHP_E</b>	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1
<b>GRID</b>	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0
<b>CHP_T</b>	0	0	1	0	1	1	0	0	0	1
<b>CALDERA</b>	0	1	1	0	0	1	1	1	0	0

El valor 1 indica que el equipo (m) se encuentra activo en el periodo (n), en caso contrario se indica un 0.

#### **Matriz de consignas de equipos**

Esta matriz M x N descrita en la Tabla 26 indica las consignas energéticas en KWh del equipo (m) en el periodo (n).

**Tabla 26: Matriz de consignas energéticas**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>BAT_D</b>	0	2.4	2.4	0	0.2	0	2.4	2.1882	0	0
<b>BAT_C</b>	0	0	0	0	0	4.5882	0	0	0	11.795
<b>ACUM1_D</b>	2.16	1.84	0	0	0	0	2.16	0	2.16	0
<b>ACUM1_C</b>	0	0	0	0	0	2.16	0	0	0	0
<b>ACUM2_D</b>	2.16	1.84	0	0	0	0	2.16	0	0	0
<b>ACUM2_C</b>	0	0	0	0	0	2.16	0	0	0	2.16
<b>ACUM3_D</b>	0.68	1.32	2	0	0	0	0.68	1.48	0	0
<b>ACUM3_C</b>	0	0	0	0	0	2.16	0	0	0	0
<b>SOLAR_E</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>SOLAR_T</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>EOLICA</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>CHP_E</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>GRID</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>CHP_T</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>CALDERA</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

### Vector de costes eléctricos

El siguiente vector representado en la Tabla 27 indica los costes eléctricos en euros en cada periodo de una partícula.

**Tabla 27: Vector de costes eléctricos de cada partícula**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
C_elect	0,2996	0,43324	0,3671	0,21341	1,0264	2,04	0,90711	1,4716	0,46151	0

### Vector de costes térmicos

Este vector mostrado en la Tabla 28 representa los costes térmicos en euros en cada periodo de una partícula.

**Tabla 28: Vector de costes térmicos de cada partícula**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
C_Term	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

### Vector de coste total por periodo

Este vector mostrado en la Tabla 29 indica la suma de todos los costes (incluidos la no satisfacción de la demanda y los costes por excesos térmicos y venta del exceso eléctrico) en cada periodo.

**Tabla 29: Vector de costes totales por periodo**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
C_Total	0,29965	0,43324	0,3671	0,21341	1,0264	2,04	0,90711	1,4716	0	1.46

### Coste final de la partícula

Este valor representado en la Tabla 30 indica el coste total o fitness de una partícula.

**Tabla 30: Coste final de la partícula**

C_Final	7,22
---------	------

### Matriz de excesos energéticos

La siguiente matriz representada en la Tabla 31 indica el exceso energético y térmico producido en cada periodo.

**Tabla 31: Matriz de excesos energéticos**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Exc_elect	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Exc_term	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

En este caso, no se ha producido ningún exceso eléctrico ni térmico.

### Vector Nivel de Baterías

En la Tabla 32 se muestra el nivel de energía, expresado en KWh, almacenado en las baterías en cada periodo.

**Tabla 32- Vector de Nivel de baterías**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nivel_bat	36	33,5	31	28,5	23,5	18,5	13,5	8,5	4,75	1

### Matriz de nivel de acumuladores

La Tabla 33 representa el nivel de energía térmica en KWh almacenado en el conjunto de los acumuladores en cada periodo.

**Tabla 33: Matriz de Nivel de acumuladores**

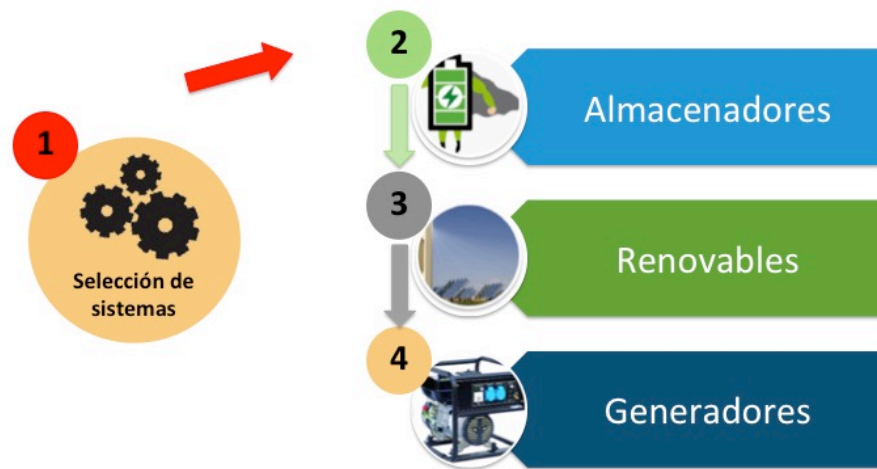
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nivel_acum1	30	20	15	10	10	5	5	5	0	0
Nivel_acum2	30	30	30	30	30	30	30	30	30	25
Nivel_acum3	30	30	30	30	25	25	20	15	15	15

---

### 5.3. Heurística para la Generación de la nube inicial de Partículas

---

Una vez que se ha definido de manera concisa todo el sistema, se procede a la creación de una nube inicial de partículas. Estas deberán cumplir todas las restricciones asociadas al modelo. Para llevar a cabo esta inicialización se siguen una serie de pautas que se explican a continuación.



**FIGURA 11: SECUENCIA DE CREACIÓN DE UNA PARTÍCULA**

#### 5.3.1. Selección de los sistemas a usar y asignación de las consignas de funcionamiento

---

El primer paso para la inicialización de la nube debe de ser la configuración de la misma, es decir, decidir que equipo se encuentra activo en cada uno de los periodos para cada partícula.

Para que el algoritmo funcione de forma adecuada es necesario que estudie el mayor espacio factible del problema, con el objetivo de que el resultado encontrado se asemeje lo máximo posible al óptimo del escenario estudiado. Por esta razón, la posición inicial se genera de forma aleatoria. Esta configuración de la partícula irá variando mientras se avance en la creación de la nube.

Tras la generación inicial de la matriz de configuración de las partículas, se procede al comienzo de asignación de las consignas energéticas. Para ello, se ha realizado un orden según el cual se van a asignar las consignas energéticas a los diferentes equipos hasta que

se haya satisfecho a la demanda. El orden seguido es: equipos almacenadores, equipos renovables, CHP, grid y caldera.

Con la activación de cada equipo, la demanda se irá actualizando e ira disminuyendo conforme se vayan asignando consignas energéticas. De este modo, no se ordenará consigna energético a los equipos si la demanda especifica que genera dicho equipo es en ese instante cero. Como consecuencia, si hubiera algún equipo encendido previamente en la matriz de configuraciones que tenga asociado una consigna energética igual a cero, este equipo se desactivará de la matriz de configuración.

Las consignas de funcionamiento asociadas a los equipos que se encuentren activos se calcula como la multiplicación de un número aleatorio por la potencia máxima del equipo y el tiempo de duración del periodo, respetando las restricciones técnicas de cada periodo. Si la consigna de descarga de los equipos almacenadores es superior a la demanda, se limita la consigna a la demanda. Por el contrario, si las consignas de los equipos no almacenadores son superiores a la demanda eléctrica o térmica en ese periodo, la parte sobrante de la consigna, tras satisfacer a la demanda, se destina a la carga de los equipos almacenadores.

Las consideraciones específicas que se tendrán en consideración según sea el equipo serán las siguientes:

- **Sistemas almacenadores:** Estos equipos se pueden encontrar en modo de carga o descarga. Si se encuentran en modo descarga, la demanda eléctrica/térmica requerida por el sistema disminuirá. Por el contrario, si se encuentra en modo carga, no está satisfaciendo en ese instante la demanda requerida por el sistema, por tanto, la demanda no variará. Otro factor a tener en cuenta son la capacidad máxima y mínima de almacenamiento, así como el nivel de energía almacenado en cada instante en las baterías/acumuladores. La carga de estos sistemas solo será posible si el nivel de energía presente es inferior al máximo. De manera análoga, la descarga se podrá realizar si el nivel de energía es mayor que la capacidad mínima de almacenamiento.
- **Sistemas de energías renovables:** En los equipos renovables, la principales restricciones a considerar son las previsiones meteorológicas de cada uno de los diferentes equipos renovables en cada periodo, ya que son las que limitan la energía máxima a producir por cada equipo en cada periodo.
- **Equipo de cogeneración:** En este equipo se tiene en cuenta la potencia máxima térmica y eléctrica capaz de producir el equipo, así como las mínimas y el rendimiento.
- **Red eléctrica:** Se tendrán en cuenta la potencia máxima contratada para los distintos

periodos.

- **Caldera** : Equipo análogo al de cogeneración, la limitación más importante asociada a este equipo es la potencia térmica máxima y mínima que puede generar el mismo.

### 5.3.2. Configuración de los parámetros de diseño del algoritmo PSO binario

---

Los parámetros del algoritmo han de estar definidos de tal forma que los resultados obtenidos mediante el optimizador sean los más eficientes.

Para la configuración de dichos parámetros se plantea un escenario donde haya 10 periodos temporales y todos los equipos se encuentren presentes. Se eligen 10 periodos para que el optimizador realice más iteraciones y la definición de los parámetros sea más exacta. Del mismo modo, se propone que se encuentren todos los sistemas presentes para que la evaluación de los parámetros se realice en el sistema más completo posible. La demanda considerada se observa en la siguiente tabla.

**Tabla 34: Demandas energéticas para definición parámetros**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
D_elect	2,5	2,5	2,5	2,5	5	5	5	5	3,75	3,75
D_term	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Para fijar cada uno de los parámetros se realiza una simulación del escenario fijando el resto y variando el parámetro que se quiere definir, viendo que la solución converge para el valor elegido. Debido al grado de aleatoriedad de los resultados, se realiza 3 veces la simulación de cada escenario para validar el ajuste. La solución final será el valor medio obtenido de las simulaciones realizadas.

#### Número de partículas

La cantidad de partículas que forman la nube y el número de iteraciones están relacionadas, puesto que la combinación de ambos parámetros ha de garantizar que la búsqueda de posibles soluciones se realice por todo el espacio y no se dejen zonas sin explorar. Debido a que el factor más limitante que existe en el problema es el tiempo (15 min para la ejecución del algoritmo), se decide fijar este parámetro en vez de restringir el tiempo a un número máximo de iteraciones. Tras esta decisión, se dispone a la variación del tamaño de la nube. En la Tabla 35 se observa la solución obtenida para el diferente número de partículas presente en la nube.



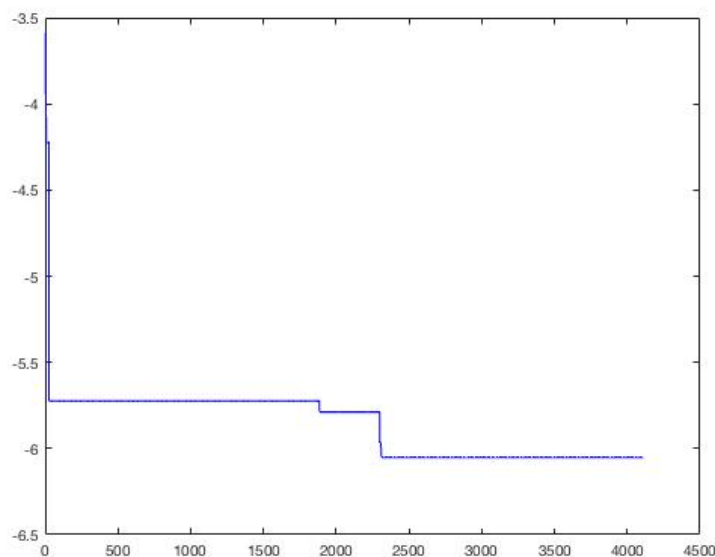
**Tabla 35: Ajuste número de partículas**

<b>Npart</b>	<b>75</b>	<b>100</b>	<b>125</b>	<b>150</b>	<b>175</b>	<b>200</b>
<b>Fitness</b>	1,6676	1,3584	2,0836	1,2325	1,9077	2,1474
<b>iter</b>	1798	1705	1602	1443	1391	1294

Se elige un número de partículas igual a 150 ya que es el que obtiene una mejor solución para nuestro problema.

### Número de iteraciones

Este parámetro depende en alto grado del tiempo que esté ejecutándose el algoritmo. De este modo, se busca el mayor número de iteraciones posible en ese tiempo. En la Figura 12 se muestra la evolución del fitness encontrado respecto al número de iteraciones realizadas. Se puede comprobar que el resultado va convergiendo conforme el algoritmo itera., hasta que converge totalmente en torno a las 2300 iteraciones, por lo que el valor fijado siempre debe ser superior a este. Por este motivo se ha fijado el número máximo de iteraciones a 4000, ya que permite un margen de 1700 iteraciones.



**FIGURA 12: CURVA DE APRENDIZAJE DEL ALGORITMO**

## Factor de inercia

El factor de inercia es el peso que tiene la velocidad anterior en el cálculo de la nueva velocidad. Por ello, si este factor es elevado, la nueva posición se alejará de forma considerable respecto a la posición actual. En caso contrario, la nueva posición se asemejará más a la actual. Atendiendo a estos factores, se decide que el factor de inercia vaya disminuyendo conforme aumentan las iteraciones. De este modo se realizará una búsqueda global al comienzo del algoritmo y, conforme vaya convergiendo, se explorará de forma local. Por este motivo, se fija el factor de inercia máximo en 2 y el mínimo a 0,2.

**Tabla 36: Ajuste factor de inercia**

<b>Wmax</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Wmin</b>	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2
<b>Fitness</b>	1,134	1,3826	0,6501	0,6095	1,387	0,8736

Tras observar los resultados mostrados en la Tabla 36 se decide elegir  $W_{max}=1,5$  y  $W_{min}=0,2$ .

## Pesos

Los parámetros P1 y P2 son los encargados de dotar una mayor o menor importancia a los componentes cognitivo o social respectivamente. Tras diferentes simulaciones realizadas que se pueden visualizar en la Tabla 37 se decide fijar los parámetros según los cuales el valor obtenido del fitness sea el mejor. Por ello, P1 se fija en 1 y P2 en 2.

**Tabla 37: Ajuste pesos**

<b>P1</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
<b>P2</b>	1	1	2	1
<b>Fitness</b>	1,6263	1,8327	0,9458	1,523

## Velocidad máxima

Este parámetro es el encargado de limitar la velocidad máxima a la cual se puede desplazar una partícula en búsqueda de su nueva posición. Por tanto, es necesario un buen ajuste de la velocidad máxima y de ese modo limitar que la velocidad con la que se mueva una partícula se encuentre en el rango  $[-v_{max}, v_{max}]$ .

Tras diferentes simulaciones que se pueden visualizar en la siguiente tabla, se proponer fijar la velocidad máxima a 0,5.

**Tabla 38: Ajuste velocidad máxima**

<b>Vmax</b>	<b>0,5</b>	<b>0,7</b>	<b>0,9</b>
<b>Fitness</b>	1,2937	1,3776	1,5491

---

#### 5.4. Escritura en el fichero de Salida

---

Una vez terminadas todas las iteraciones y finaliza la ejecución del algoritmo, las características de la mejor partícula son almacenadas en las variables determinadas y se escriben en el fichero de salida siguiendo la estructura definida en el *Anexo 2: Descripción del fichero de salida*.

## 6. Resolución para los Escenarios de Análisis

A lo largo de este capítulo se describe una serie de escenarios donde se encuentran diferentes equipos con el objetivo de garantizar que los resultados obtenidos mediante las simulaciones son adecuados. En los diferentes escenarios se irán añadiendo equipos de forma progresiva, con el fin de facilitar la comprensión del análisis de los resultados. Siguiendo esta ruta, el último escenario contará con todos los equipos que forman el sistema (almacenadores, renovables y generadores).

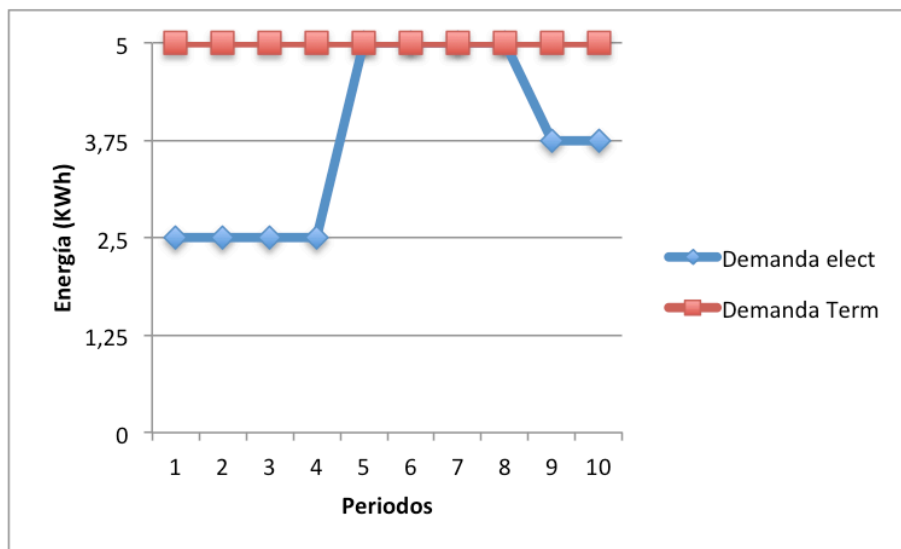
---

### 6.1. Escenarios de 10 periodos

---

Para los escenarios de 10 periodos temporales se considerarán dos periodos tarifarios distintos. De esta manera, el periodo más caro será el denominado ‘punta’ y el más barato ‘valle’. Los periodos 5, 6, 7 y 8 serán los periodos punta y, el resto, valle.

La demanda eléctrica y térmica existente para los 10 escenarios simulados se representan en la Figura 13. En el caso de que en algún escenario no exista demanda eléctrica o térmica se especificará.



**FIGURA 13: CURVAS DE DEMANDA**

### 6.1.1. Baterías y Grid

En este escenario, los únicos equipos que están presentes son un conjunto de baterías y la conexión a la red eléctrica. En este caso solo se ha de cubrir la demanda eléctrica, pues en esta situación, se supone la inexistencia de demanda térmica.

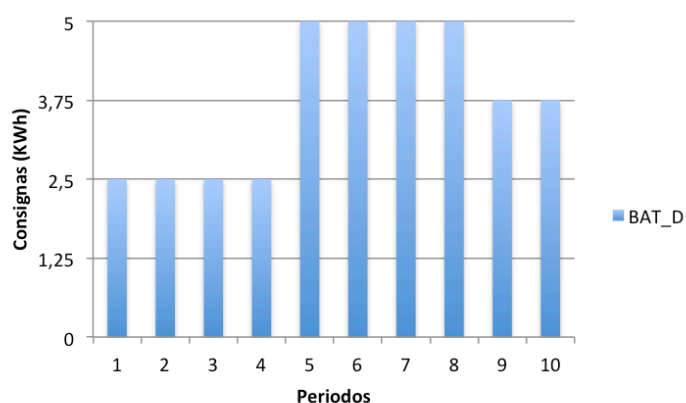
#### Baterías

En el primer ejemplo no se cuenta con conexión a la red eléctrica. Por este motivo, las baterías deben tener energía almacenada suficiente para satisfacer la demanda eléctrica en todos los periodos. En la Tabla 39 se muestran los equipos activos en este ejemplo.

**Tabla 39: Activación de equipos escenario 1 a.**

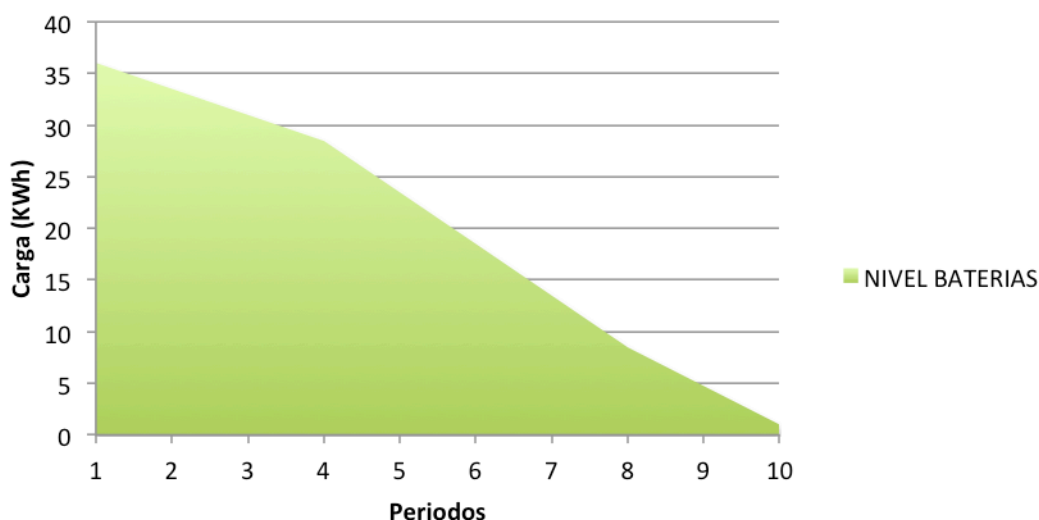
Equipos	Eléctrico	Térmico
Batería	x	
Acumulador		
Renovables		
CHP		
Grid		
Caldera		

Como era previsible, el programa dará las consignas de producción energéticas necesarias para cubrir en cada periodo la demanda eléctrica. Para ello, las baterías tienen que estar al comienzo del escenario totalmente cargadas.



**FIGURA 14: CONSIGNAS ELÉCTRICAS EN ENSCENARIO 1A**

El perfil de nivel de carga de baterías de la Figura 15 es concorde a las consignas producidas por este equipo mostradas en el gráfico anterior.



**FIGURA 15- NIVEL DE CARGA DE BATERIAS EN ESCENARIO 1 A**

Para este escenario no se cuenta con ningún equipo más y no se encuentra conectada al suministro eléctrico. Por tanto, el coste total de esta configuración es de 0 euros. Esto se debe a que las baterías estaban previamente cargadas con energía suficiente para satisfacer a toda la demanda y no existe coste asociado a la descarga de éstas.

<b>Coste total</b>	<b>0 €</b>
--------------------	------------

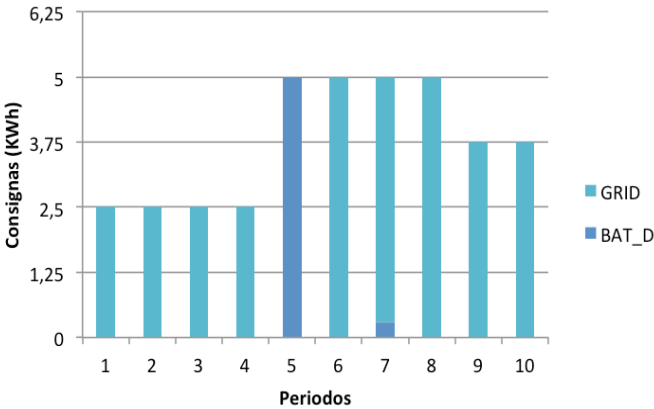
### Baterías y grid

En este ejemplo se limita la energía almacenada al inicio del escenario a 5,3 KWh, por lo que se necesita un aporte de energía eléctrica comprada al grid para poder satisfacer la energía en todos los periodos. Los equipos activos en este caso se muestran en la Tabla 40.

**Tabla 40: Activación de equipos escenario 1 b.**

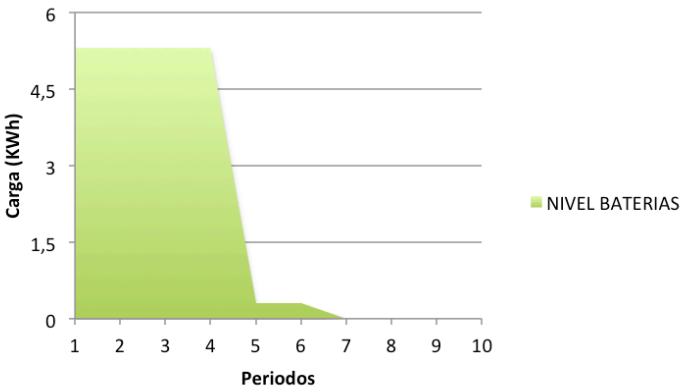
Equipos	Eléctrico	Térmico
Batería	x	
Acumulador		
Renovables		
CHP		
Grid	x	
Caldera		

Como se ha detallado anteriormente, los periodos puntas son el 5,6,7 y 8, siendo el resto de periodos valle. Teniendo esto en consideración, es lógico prever que la carga almacenadas en las baterías se descargarán en los periodos punta. Si se asociaran costes de arranque a las baterías, estas se descargarían en periodos consecutivos.



**FIGURA 16: CONSIGNAS ELÉCTRICAS EN ENSCENARIO 1B**

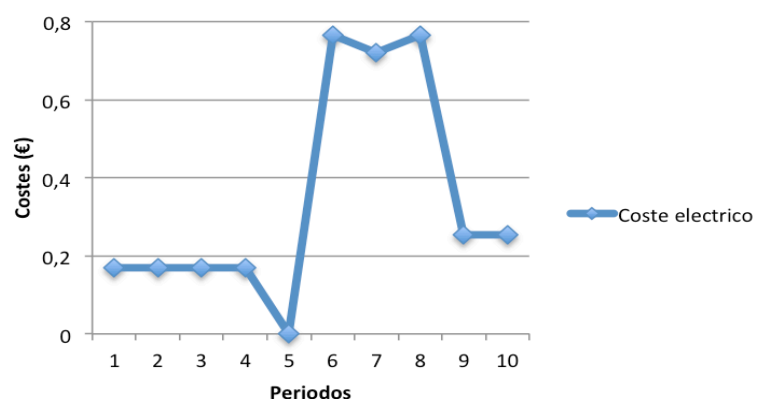
La gráfica que muestra la evolución de la carga existente en las baterías se refleja en la Figura 17.



**FIGURA 17: NIVEL DE CARGA DE BATERIAS EN ESCENARIO 1 B**

Esta configuración tiene exclusivamente los costes correspondientes a la compra de energía eléctrica al suministro eléctrico. En la Figura 18 se pueden observar los costes eléctricos en cada periodo.

Coste total	3,4426 €
-------------	----------



**FIGURA 18: COSTES ELÉCTRICOS EN ESCENARIO 1 B**

### 6.1.2. CHP y Grid

En este escenario se cuenta con el equipo de cogeneración y con el suministro eléctrico para poder satisfacer tanto la demanda eléctrica como la térmica definidas al inicio de este apartado.

#### CHP

En el escenario 2.a se dispone solo del cogenerador para cubrir ambas demandas. De este modo, en la Tabla 41 se muestran los equipos activos en este escenario.

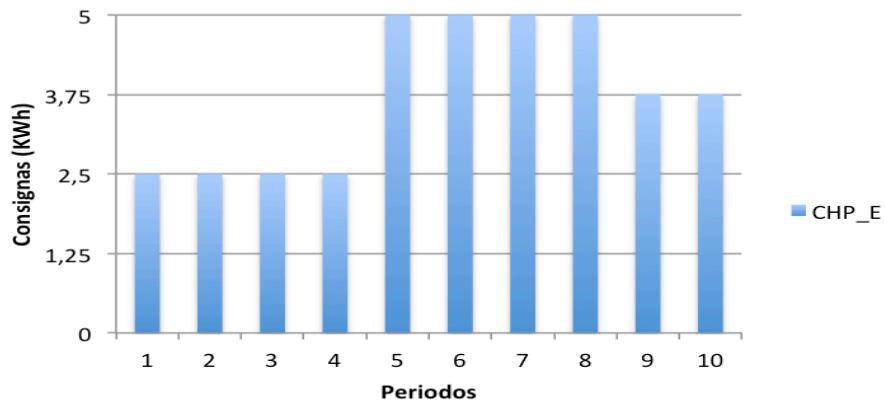
**Tabla 41- Activación de equipos escenario 2 a.**

Equipos	Eléctrico	Térmico
<b>Batería</b>		
<b>Acumulador</b>		
<b>Renovables</b>		
<b>CHP</b>	x	x
<b>Grid</b>		
<b>Caldera</b>		

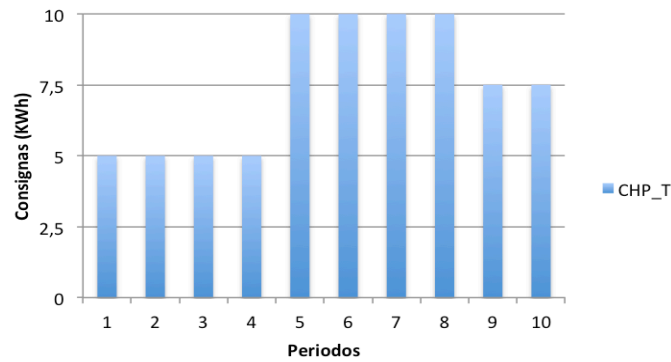
Dado que el CHP produce simultáneamente energía eléctrica y térmica, permite realizar un seguimiento, según el caso que nos interese, eléctrico o térmico. Es probable que para satisfacer ambas demandas se genere un exceso de energía.

En las Figuras 19 y 20 se pueden visualizar las consignas eléctricas y térmicas que proporciona el optimizador.





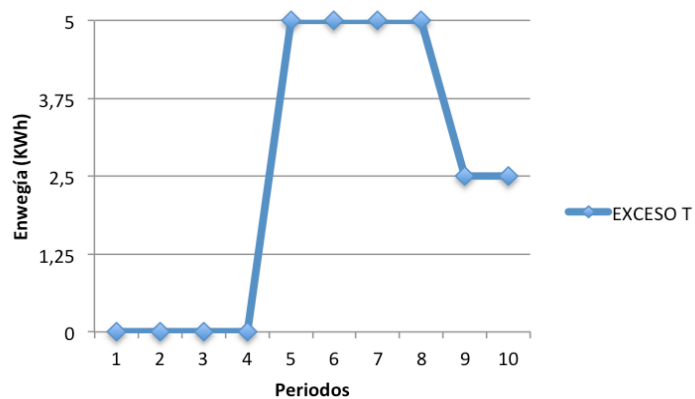
**FIGURA 19: CONSIGNAS ELÉCTRICAS EN ENSCENARIO 2 A**



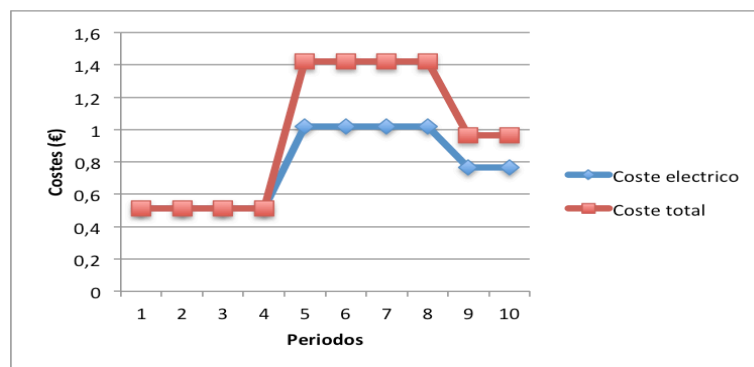
**FIGURA 20: CONSIGNAS TÉRMICAS EN ENSCENARIO 2 A**

Como adelantamos anteriormente, al cubrir toda la demanda eléctrica se produce un exceso térmico en este escenario. El exceso térmico se puede observar en la Figura 21. Por otro lado, los costes asociados a este escenario son exclusivamente los del CHP que, como hemos visto en los capítulos anteriores, todos los costes imputados son de índole eléctricos.

<b>Coste total</b>	<b>9,657 €</b>
--------------------	----------------



**FIGURA 21: EXCESOS ENERGÉTICOS EN ENSCENARIO 2 A**



**FIGURA 22: COSTES TOTALES EN ESCENARIO 2 A**

Como se puede apreciar en la Figura 22 de costes anterior, existe una penalización por el exceso térmico producido en este escenario.

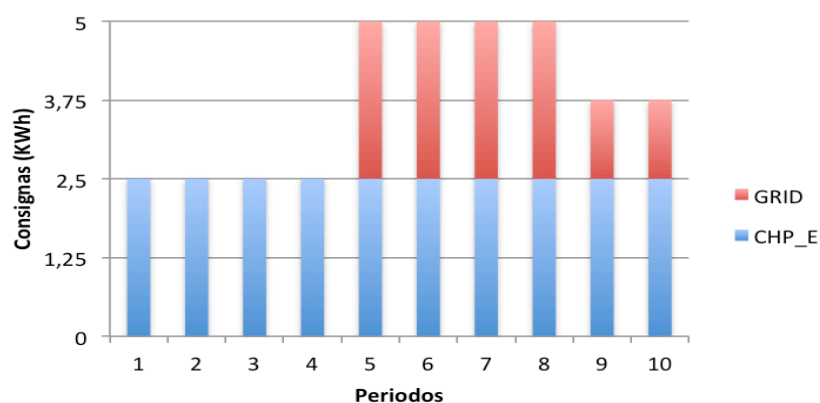
### CHP y grid

Este escenario permite mayor juego que el anterior ya que el CHP será el equipo encargado de cubrir la demanda térmica mientras que el grid cubrirá los picos de la demanda eléctrica. Los equipos activos se muestran en la siguiente tabla.

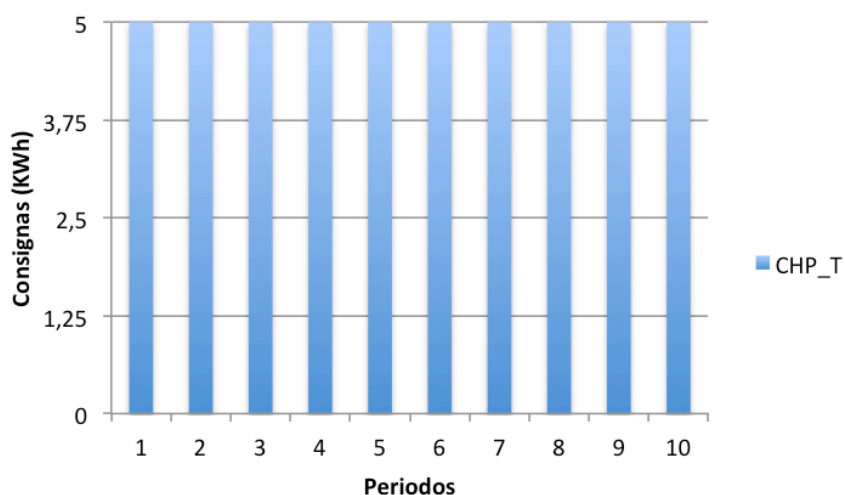
**Tabla 42: Activación de equipos escenario 2 b.**

Equipos	Eléctrico	Térmico
Batería		
Acumulador		
Renovables		
CHP	X	X
Grid	X	
Caldera		

De este modo, las consignas eléctricas y térmicas de este escenario se muestran en las Figuras 23 y 24, respectivamente.



**FIGURA 23: CONSIGNAS ELÉCTRICAS EN ENSCENARIO 2 B**

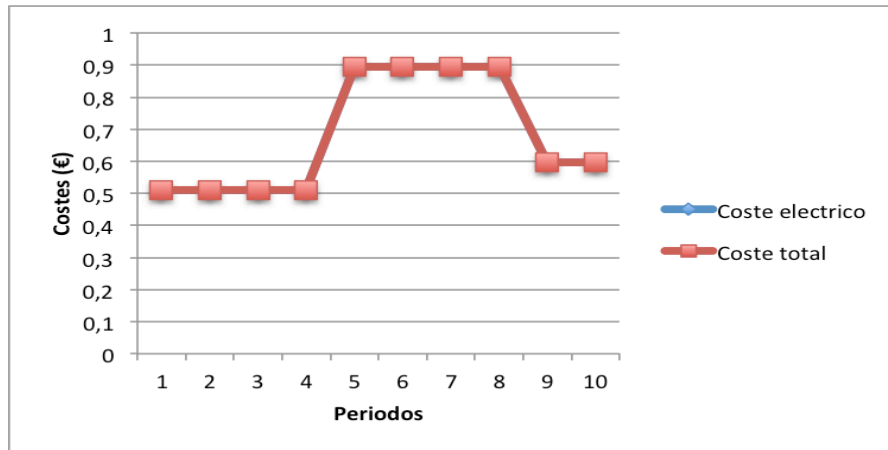


**FIGURA 24: CONSIGNAS TÉRMICAS EN ENSCENARIO 2 B**

Como se puede observar en las anteriores Figuras, en este caso no existe excedente de energía tal y como se había previsto, gracias a que los picos de energía eléctrica demandada son cubiertos por la compra de energía eléctrica al grid.

Los costes asociados a este escenario son el coste del consumo de combustible del CHP y el coste por KWh comprado al grid en cada periodo. Al no haber excesos térmicos ni costes imputados a la producción de energía térmica, los costes eléctricos coinciden con los totales (Figura 25).

**Coste total 6,8078 €**



**FIGURA 25.- COSTES TOTALES EN ESCENARIO 2 B**

### 6.1.3. CHP, baterías y grid

En estos dos ejemplos se cuenta con un equipo cogenerador, un conjunto de baterías y conexión a la red eléctrica que tendrán que cubrir las necesidades eléctricas y térmicas que se han descrito con anterioridad. La presencia de las baterías permite que el CHP trabaje en un modo de funcionamiento constante evitando de esta manera la degradación prematura del equipo, al no ocasionarse puestas en marcha o paradas de forma repetitiva.

Desde el punto de vista teórico, las baterías deben de descargarse en los periodos donde existan picos de la demanda eléctrica que no puedan satisfacerse con el CHP.

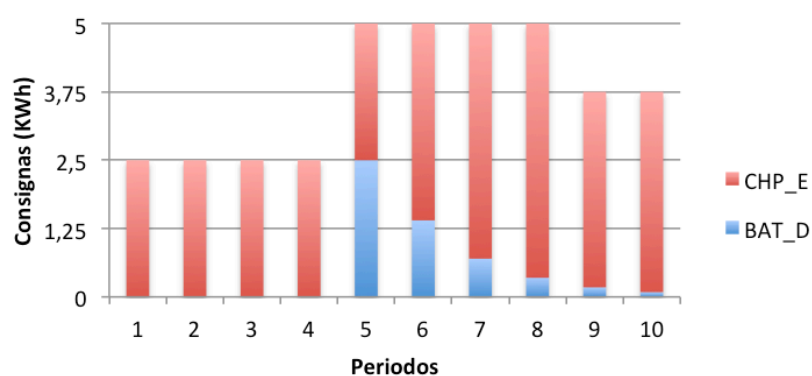
#### CHP y baterías

En este primer escenario, como se puede ver en la Tabla 43 no existe conexión a la red eléctrica.

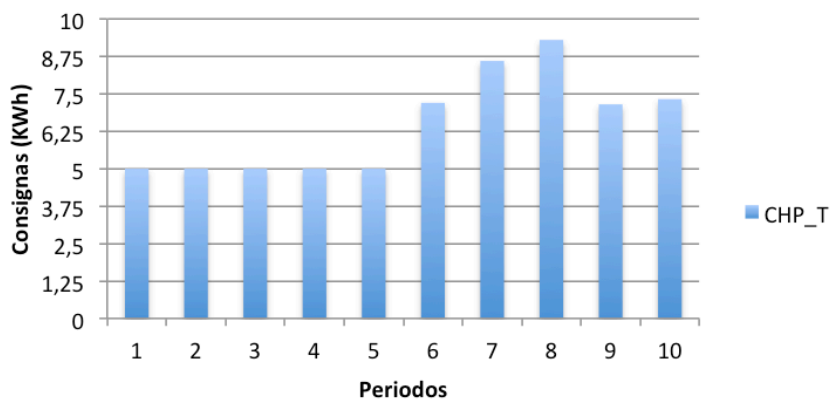
**Tabla 43: Activación de equipos escenario 3 a.**

Equipos	Eléctrico	Térmico
Batería	X	
Acumulador		
Renovables		
CHP	X	X
Grid		
Caldera		

Al no existir conexión a la red eléctrica, los términos de punta y valle carecen de sentido. La presencia de baterías, por su parte, permite trabajar al CHP con menor potencia para satisfacer la demanda eléctrica, ya que las baterías serán las encargadas de satisfacer los picos de demanda eléctrica. Esto conlleva a que exista un exceso térmico menor provocado por el CHP.

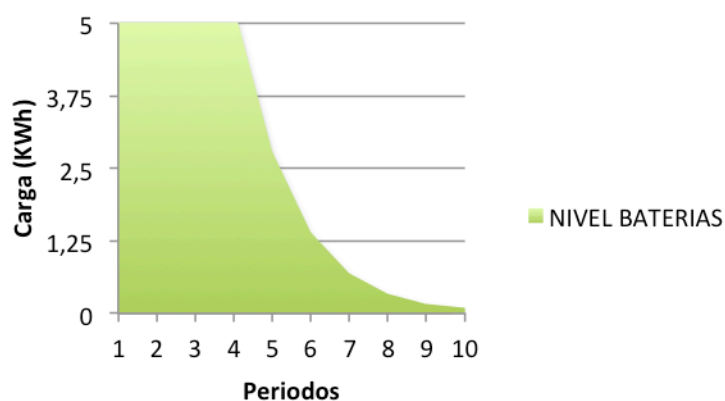


**FIGURA 26: CONSIGNAS ELÉCTRICAS EN ESCENARIO 3 A**



**FIGURA 27: CONSIGNAS TÉRMICAS EN ENSCENARIO 3 A**

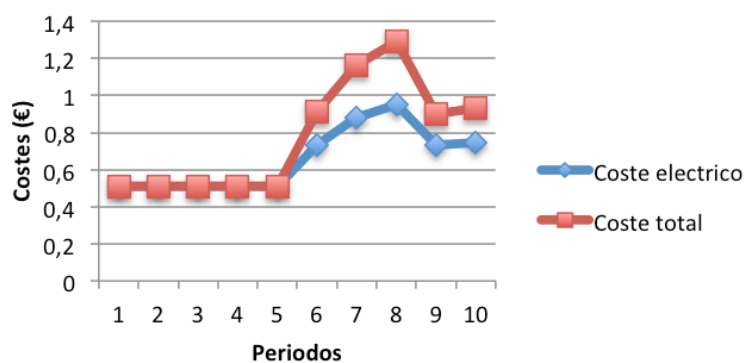
La Gráfica que muestra la evolución del nivel de carga de las baterías se muestra en la Figura 28.



**FIGURA 28: NIVEL DE CARGA DE BATERIAS EN ESCENARIO 3 A**

Los únicos costes asociados a esta configuración son los costes asociados al equipo de configuración. En la Figura 29 se puede ver los costes relacionados a este escenario. Se puede observar que también existe un exceso térmico lo que provoca que los costes totales aumenten.

**Coste total 7,7587 €**



**FIGURA 29: COSTES TOTALES EN ESCENARIO 3 A**

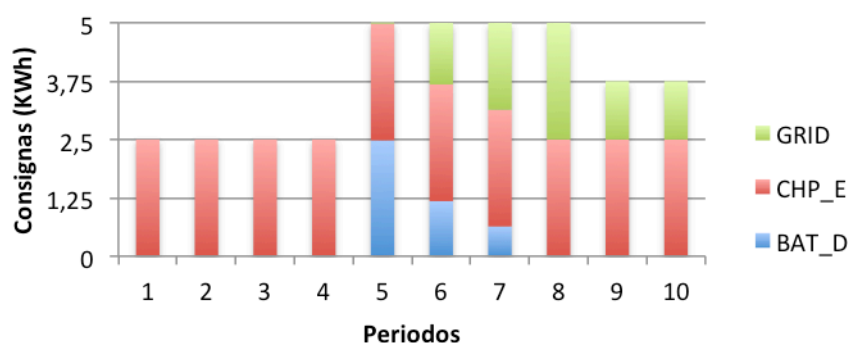
## CHP, baterías y grid

En este escenario (Tabla 44) se le añade la conexión eléctrica respecto a la configuración anterior, lo que permite realizar un seguimiento de la demanda térmica con el CHP y cubrir la demanda eléctrica con las baterías y el grid.

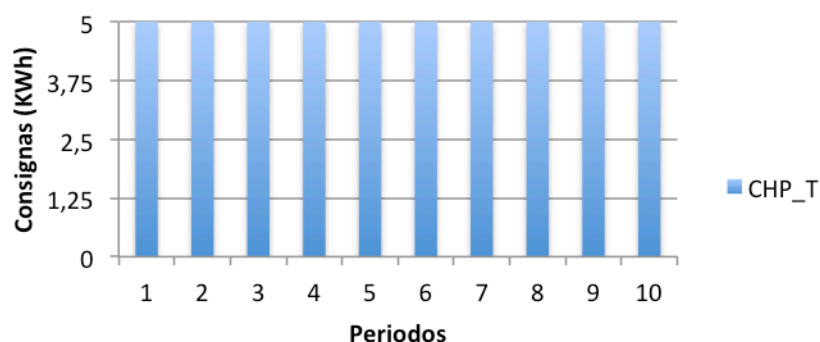
**Tabla 44: Activación de equipos escenario 3 b.**

Equipos	Eléctrico	Térmico
<b>Batería</b>	x	
<b>Acumulador</b>		
<b>Renovables</b>		
<b>CHP</b>	x	x
<b>Grid</b>	x	
<b>Caldera</b>		

Esta configuración (Figuras 30 y 31) evita la producción excedente de energía térmica y, por tanto, el coste imputado a él. La inexistencia de exceso térmico y la previsible descarga de las baterías en los periodos punta, hace intuir una reducción del coste respecto al escenario anterior.

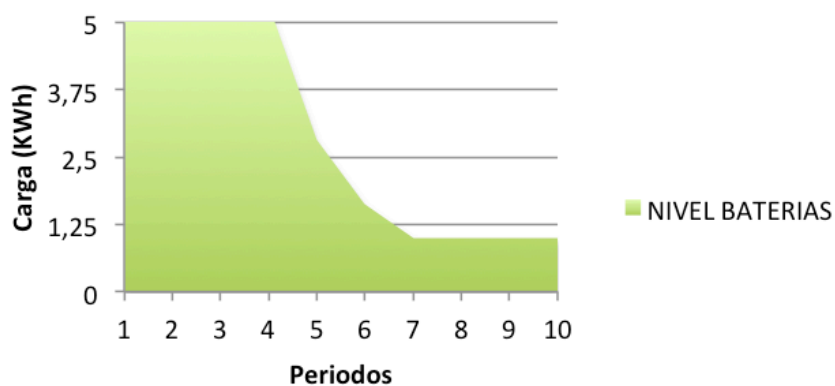


**FIGURA 30: CONSIGNAS ELÉCTRICAS EN ESCENARIO 3 B**



**FIGURA 31: CONSIGNAS TÉRMICAS EN ENSCENARIO 3 B**

La gráfica que muestra la evolución del nivel de carga de las baterías se muestra en la Figura 32.

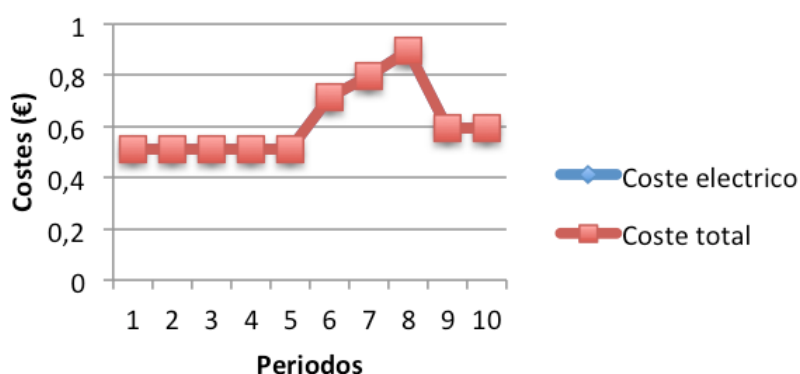


**FIGURA 32: NIVEL DE CARGA DE BATERIAS EN ESCENARIO 3 B**

El coste total resultante de esta configuración es

**Coste total 6,1485 €**

Como se puede observar, la conexión a la red eléctrica dota al escenario una mayor flexibilidad en cuanto al modo de funcionamiento del equipo de cogeneración, permitiendo realizar un seguimiento térmico de la demanda y cubrir las necesidades eléctricas mediante el grid y las baterías. Otro detalle a tener en cuenta que se puede apreciar en la Figura 33 es la reducción de los costes gracias a la inexistencia de excesos térmicos en este escenario, evitando así la sanción correspondiente.



**FIGURA 33- COSTES TOTALES EN ESCENARIO 3 B**



#### 6.1.4. CHP, baterías, acumulador y grid

Para satisfacer las demandas eléctrica y térmica descritas al inicio del capítulo, se cuenta en estos escenarios con la presencia del CHP, baterías, acumulador térmico y la conexión a la red eléctrica.

Al comienzo de esta pareja de escenarios se supone que la batería y el acumulador están plenamente cargados, por lo que el optimizador tenderá a utilizar lo máximo estas cargas de energía y las suplementará con energía procedente el CHP y de la corriente eléctrica (si se dispone de ella).

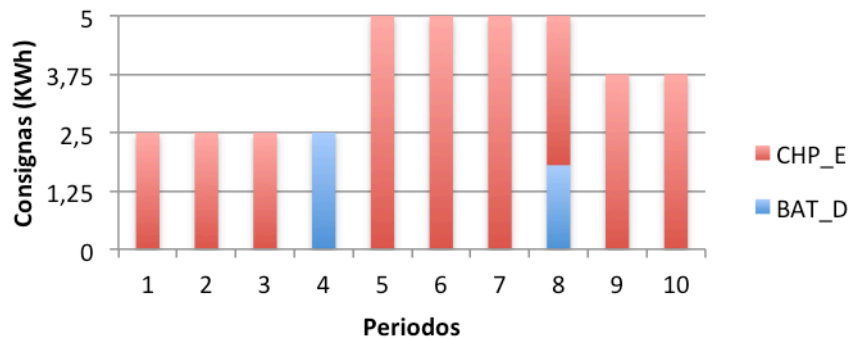
#### CHP, baterías y acumulador

Para este primer caso, como en los escenarios anteriores, no se dispone de la corriente eléctrica. La Tabla 45 Muestra los equipos presentes.

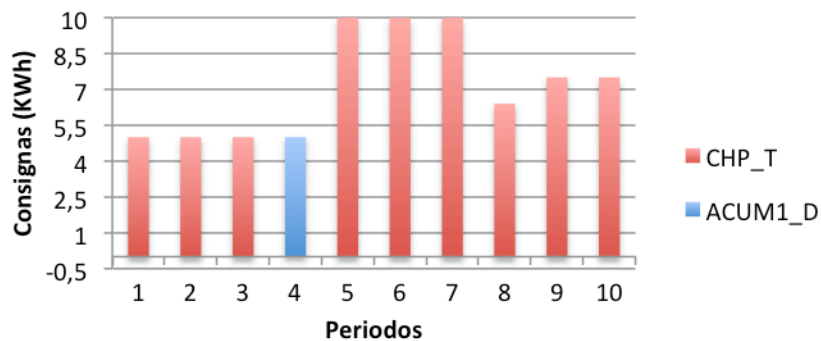
**Tabla 45: Activación de equipos escenario 4 a.**

<b>Equipos</b>	<b>Eléctrico</b>	<b>Térmico</b>
<b>Batería</b>	x	
<b>Acumulador</b>		x
<b>Renovables</b>		
<b>CHP</b>	x	x
<b>Grid</b>		
<b>Caldera</b>		

Al observar la Figura 34 se puede ver que la batería no se descarga en periodo punta, pero al no existir conexión a la red no tiene mayor relevancia el periodo en el que se descarguen. Al no existir conexión a la red, obliga al CHP a cubrir la demanda eléctrica en los periodos las baterías no pueden abastecerlas. Esto provoca, como en algunos de los escenarios anteriores, que exista un exceso térmico generado por el equipo de cogeneración.



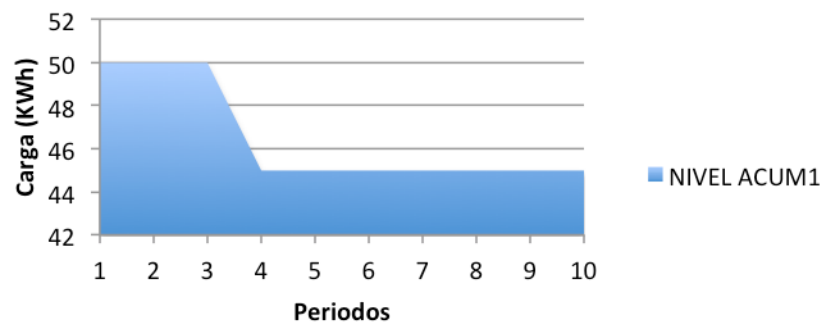
**FIGURA 34: CONSIGNAS ELÉCTRICAS EN ESCENARIO 4 A**



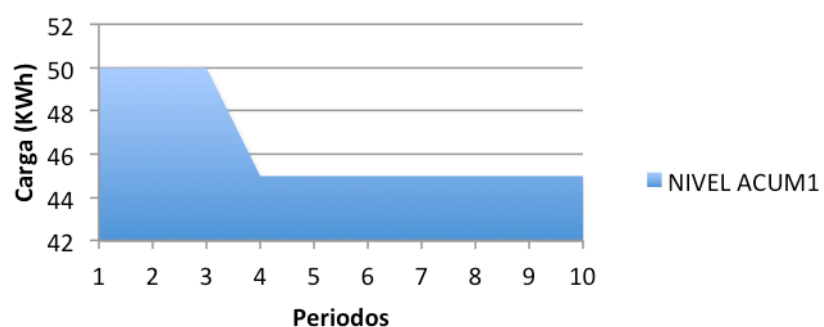
**FIGURA 35: CONSIGNAS TÉRMICAS EN ENSCENARIO 4 A**

Como se puede observar en la Figura 35 los acumuladores tienen que aportar energía térmica en el periodo 4, ya que la demanda eléctrica está cubierta por las baterías y ,por tanto, no es posible activar el CHP en ese periodo. Si no existiera penalización económica, al existir exceso térmico los acumuladores descargarían toda su energía almacenada, cambiando así de forma considerable la configuración de la Figura 35.

A continuación, en la Figuras 36 y 37 se pueden observar los perfiles de niveles de carga en las baterías y en el acumulador respectivamente.



**FIGURA 36: NIVEL DE CARGA DE BATERIAS EN ESCENARIO 4 A**

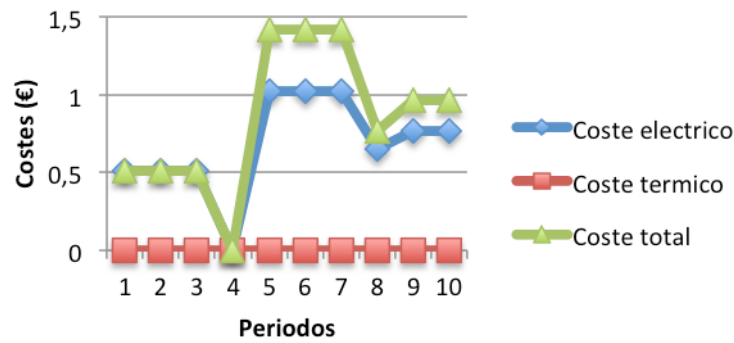


**FIGURA 37: NIVEL DE CARGA DE ACUMULADORES EN ESCENARIO 4 A**

El coste total de la configuración es

<b>Coste total</b>	<b>8,491 €</b>
--------------------	----------------

En la Figura 38 se muestra gráficamente los costes eléctricos y térmicos asociado a este escenario. Cabe recordar, que los únicos costes existentes en este caso son los asociados a la cogeneración, es decir, no se imputan costes térmicos en este escenario.



**FIGURA 38: COSTES TOTALES EN ESCENARIO 4 A**

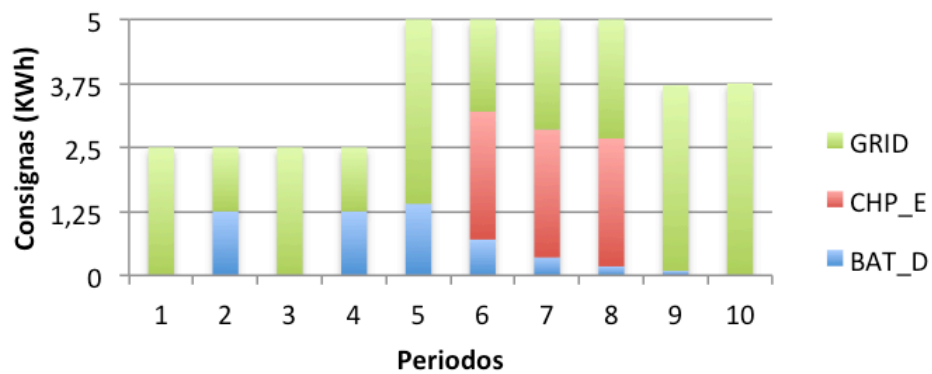
### CHP, baterías, acumulador y grid

En este escenario se le añade la conexión a la red eléctrica a la configuración obtenida en el escenario anterior.

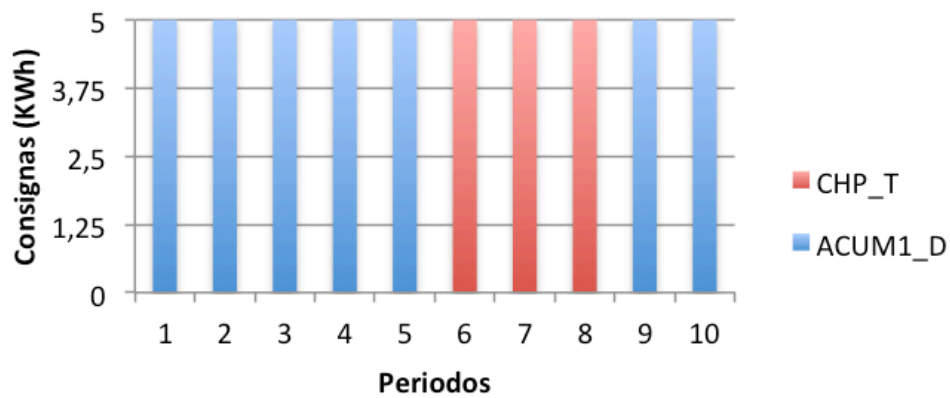
**Tabla 46: Activación de equipos escenario 4 b.**

Equipos	Eléctrico	Térmico
<b>Batería</b>	x	
<b>Acumulador</b>		x
<b>Renovables</b>		
<b>CHP</b>	x	x
<b>Grid</b>	x	
<b>Caldera</b>		

En esta situación, al contar con conexión al grid, las baterías han de descargarse en los periodos donde el coste de la compra de electricidad sea mayor (periodos punta). Además, el optimizador tenderá a utilizar lo máximo posible la energía almacenada en las baterías y acumuladores (Figuras 39 y 40). Por otra parte, se activará el CHP en los menos periodos posibles y, si se activa, lo hará en los periodos punta.

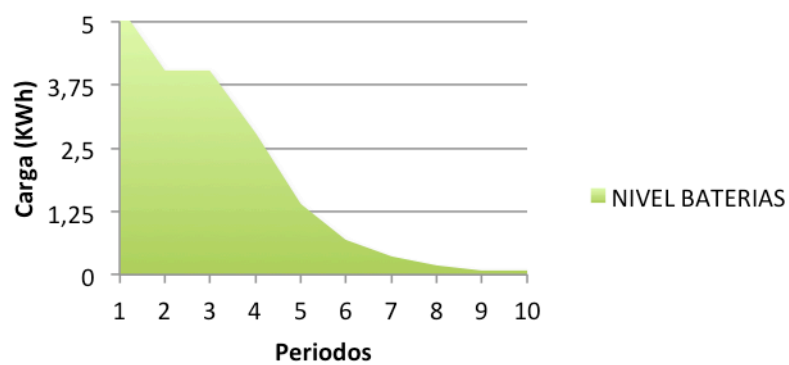


**FIGURA 39: CONSIGNAS ELÉCTRICAS EN ESCENARIO 4 B**

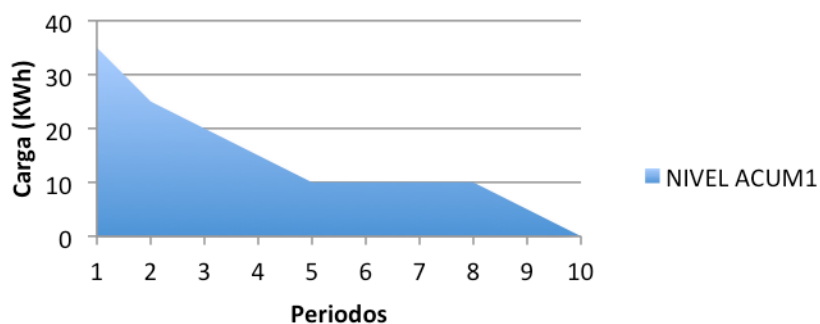


**FIGURA 40: CONSIGNAS TÉRMICAS EN ENSCENARIO 4 B**

A continuación, en las Figuras 41 y 42 se pueden observar los perfiles de niveles de carga en las baterías y en el acumulador respectivamente.



**FIGURA 41: NIVEL DE CARGA DE BATERIAS EN ESCENARIO 4 B**

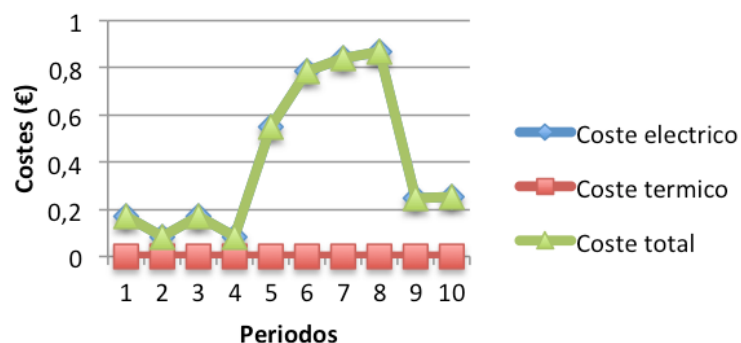


**FIGURA 42: NIVEL DE CARGA DE ACUMULADORES EN ESCENARIO 4 B**

El coste total de la configuración es

**Coste total 4,0585 €**

En la Figura 43 se muestra gráficamente los costes eléctricos y térmicos asociados a este escenario. Cabe recordar que los costes existentes en este caso son los asociados a la cogeneración y a la compra de energía eléctrica al grid, es decir, no se imputan costes térmicos en este escenario. Además, al no existir exceso térmico, no existe penalización económica para esta configuración.



**FIGURA 43: COSTES TOTALES EN ESCENARIO 4 B**

#### 6.1.5. CHP, baterías, acumulador, caldera y grid

En este escenario se dispone de un equipo cogenerador, baterías, acumuladores térmicos, caldera y conexión a la red eléctrica que han de cubrir las necesidades energéticas demandadas descritas al inicio del capítulo.

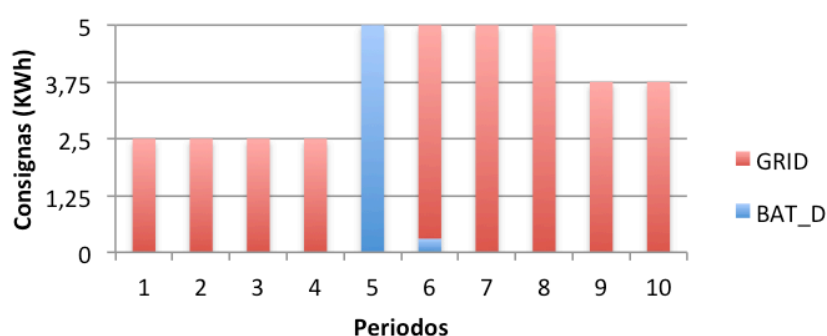
#### CHP, baterías, acumulador, caldera y grid

En este escenario, donde están activos los equipos mostrados en la Tabla 47 se estudia el caso donde existe conexión a la red. Si se considerara un escenario con todos los equipos presentes exceptuando la conexión al grid, se estaría repitiendo el escenario 4 a, donde el CHP estaría activo en todos los periodos y de ese modo cubre toda la demanda térmica. Por tanto, en ese escenario, la caldera no entraría en el juego.

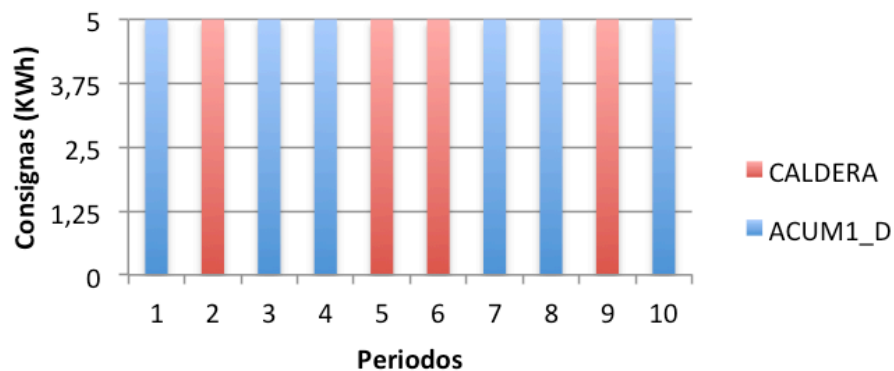
**Tabla 47: Activación de equipos escenario 5.**

Equipos	Eléctrico	Térmico
Batería	x	
Acumulador		x
Renovables		
CHP	x	x
Grid	x	
Caldera		x

Se ha considerado que el precio del combustible consumido en la caldera es inferior al del equipo de cogeneración, lo que lleva a que el optimizador tienda a utilizar lo menos posible el CHP. Tanto es así, que el optimizador devuelve una configuración en la que no participa el cogenerador (Figuras 44 y 45).

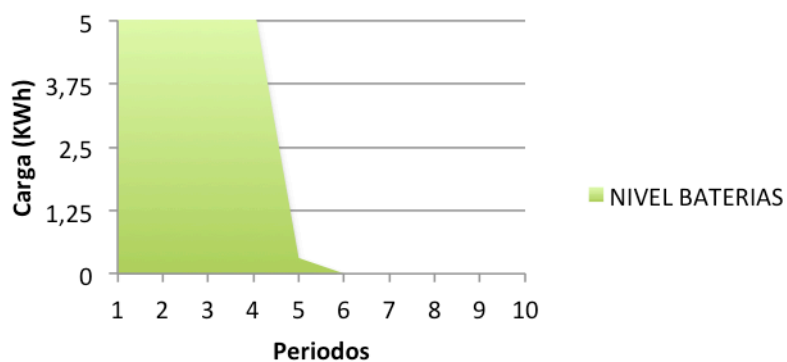


**FIGURA 44: CONSIGNAS ELÉCTRICAS EN ESCENARIO 5**

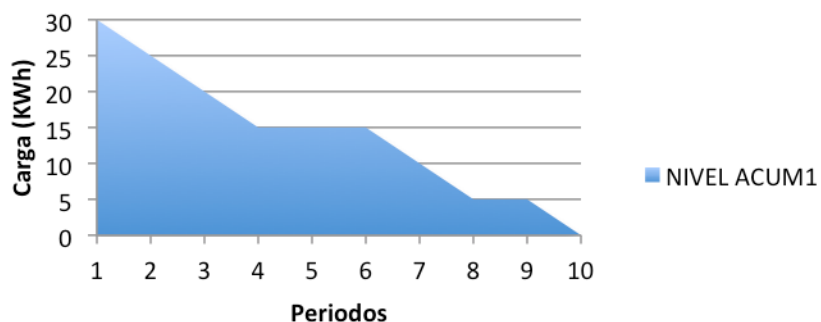


**FIGURA 45: CONSIGNAS TÉRMICAS EN ENSCENARIO 5**

A continuación, en la Figuras 46 y 47 se pueden observar la evolución de los perfiles de niveles de carga en las baterías y en el acumulador respectivamente.



**FIGURA 46: NIVEL DE CARGA DE BATERIAS EN ESCENARIO 5**



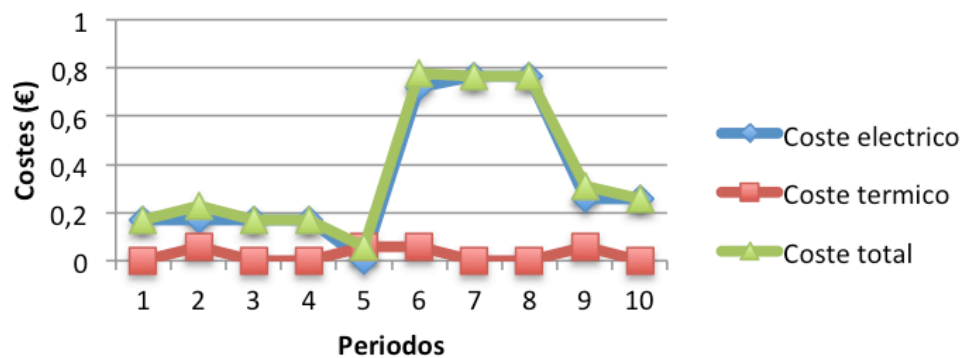
**FIGURA 47: NIVEL DE CARGA DE ACUMULADORES EN ESCENARIO 5**

El coste total de la configuración es



**Coste total 3,6626 €**

En la Figura 48 se muestra gráficamente los costes eléctricos y térmicos asociado a este escenario. En este caso, los costes imputados son los de la compra de energía eléctrica a la red y los asociados al consumo de combustible en la caldera. Al no existir exceso térmico, no existe penalización económica.



**FIGURA 48: COSTES TOTALES EN ESCENARIO 5**

#### 6.1.6: CHP, baterías, 3 acumuladores en paralelo y grid

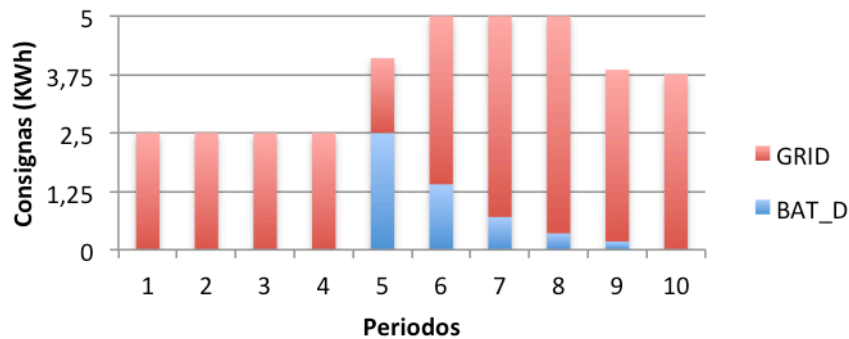
En este escenario se cuenta con CHP, baterías, tres acumuladores térmicos en paralelo y la conexión a la red eléctrica.

**Tabla 48: Activación de equipos escenario 6.**

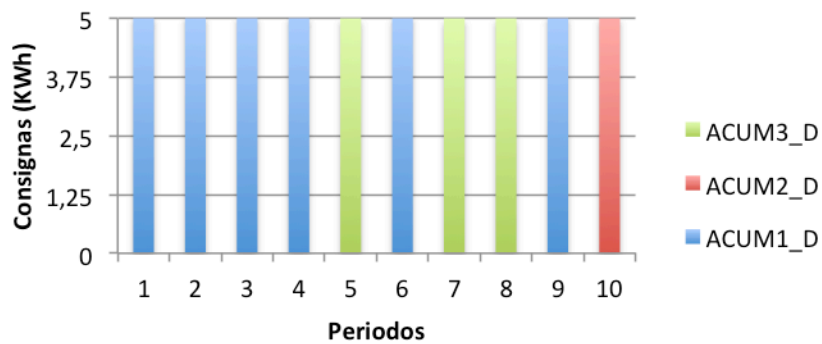
Equipos	Eléctrico	Térmico
<b>Batería</b>	x	
<b>Acumulador</b>		x
<b>Renovables</b>		
<b>CHP</b>	x	x
<b>Grid</b>	x	
<b>Caldera</b>		

La energía almacenada en los tres acumuladores es suficiente para cubrir toda la demanda térmica. Por este motivo, tiene más interés satisfacer la demanda eléctrica mediante el grid y las baterías, sin necesidad de activar el CHP. Como hemos visto en los escenarios anteriores, el optimizador tiende a descargar las baterías en los periodos punta y comprar electricidad a la red en los periodos donde esta sea más barata (periodos valle). Las

consignas eléctricas y térmicas generadas para esta configuración se pueden observar en las Figuras 49 y 50 respectivamente.

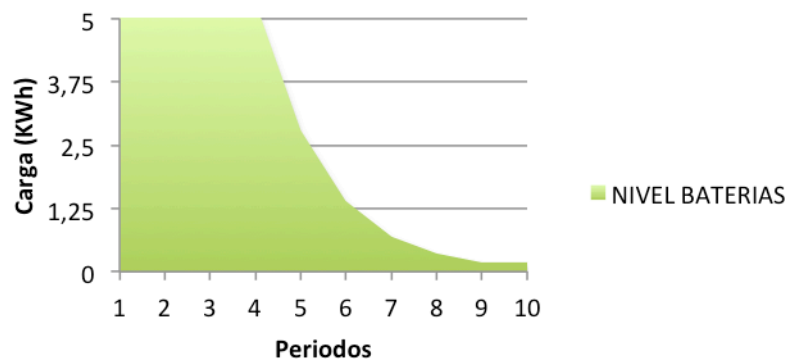


**FIGURA 49: CONSIGNAS ELÉCTRICAS EN ESCENARIO 6**

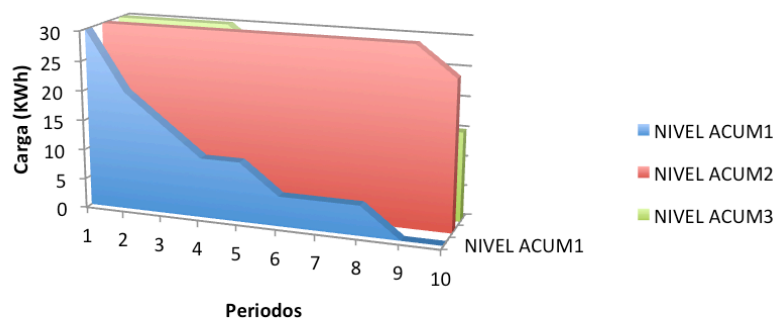


**FIGURA 50- CONSIGNAS TÉRMICAS EN ENSCENARIO 6**

A continuación, en la Figuras 51 y 52 se pueden observar la evolución de los perfiles de niveles de carga en las baterías y en el acumulador respectivamente.



**FIGURA 51: NIVEL DE CARGA DE BATERIAS EN ESCENARIO 6**

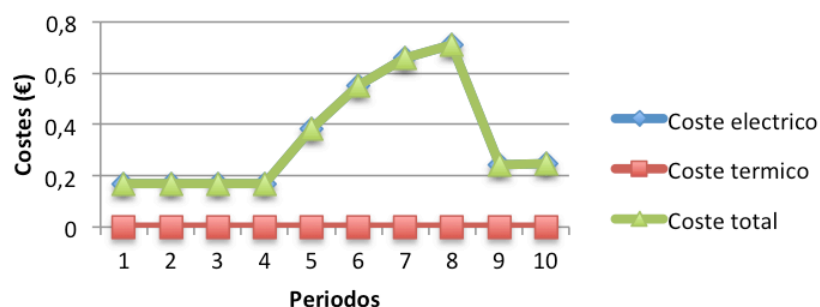


**FIGURA 52: NIVEL DE CARGA DE ACUMULADORES EN ESCENARIO 6**

El coste total de la configuración es

**Coste total 3,4844 €**

Los costes asociados a esta configuración se representan en la siguiente Figura.



**FIGURA 53: COSTES TOTALES EN ESCENARIO 6**

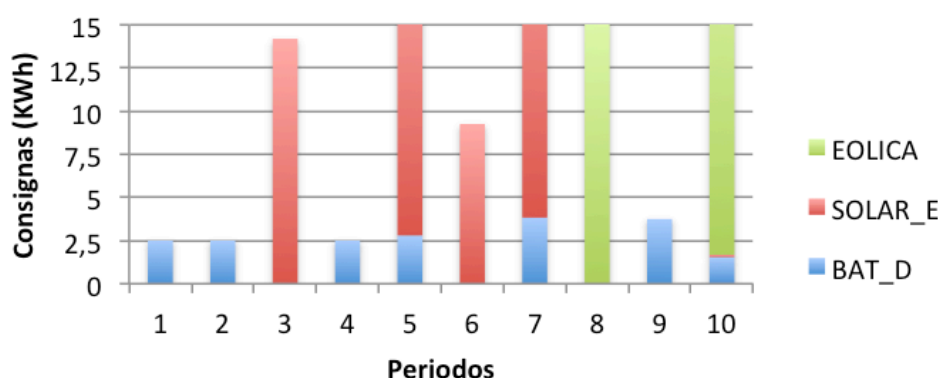
#### 6.1.7. CHP, baterías, acumulador, renovables, caldera y grid

Para este escenario se han incluido tres equipos renovables. Por un lado, un generador eólico y una placa solar eléctrica que generan energía eléctrica y, para el caso térmico, se dispone de un panel solar térmico. Además de estas novedades, el escenario cuenta con el resto de equipos del escenario anterior.

**Tabla 49: Activación de equipos escenario 7**

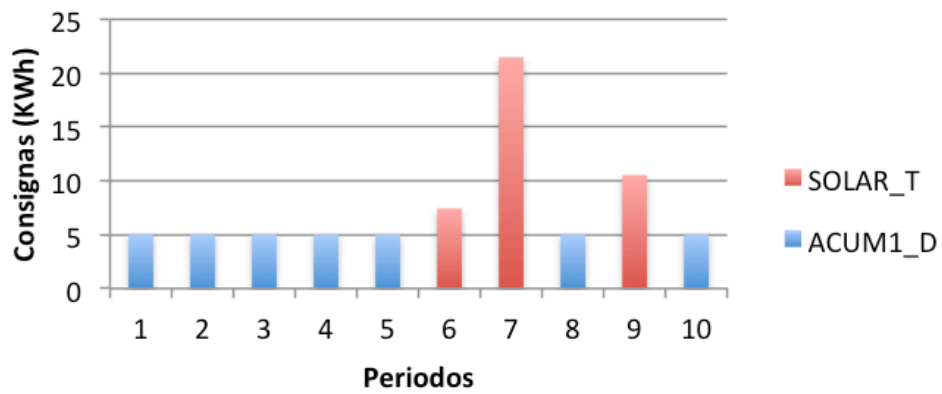
Equipos	Eléctrico	Térmico
Batería	x	
Acumulador		x
Renovables	x	x
CHP	x	x
Grid	x	
Caldera		x

En este escenario, al permitirse la carga de las baterías gracias al exceso eléctrico producido por los equipos renovables eléctricos, el optimizador tiende a descargar las baterías y, en los periodos donde no quede energía almacenada en ellas, generar suficiente energía eléctrica a través de los sistemas renovables para satisfacer la demanda eléctrica y, además, cargar las baterías de nuevo si fuera posible. Junto a ello, el exceso eléctrico producido por los sistemas renovables eléctricos que no puedan ser almacenados por el conjunto de baterías, se venderá a la red eléctrica origando unos ingresos. Figura 54.



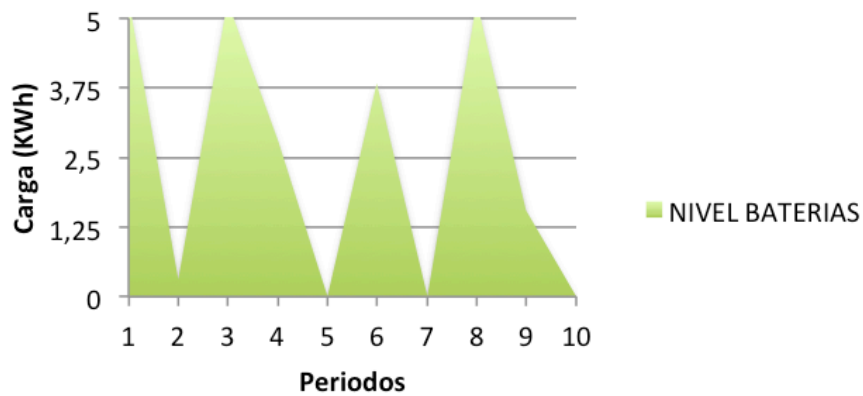
**FIGURA 54- CONSIGNAS ELÉCTRICAS EN ESCENARIO 7**

Del mismo modo que en el caso eléctrico, el optimizador tenderá a descargar el acumulador y utilizar el equipo renovable térmico para satisfacer la demanda en los periodos donde no sea posible el uso del acumulador y para la carga del mismo si fuera posible. A diferencia del caso eléctrico, si el equipo renovable térmico genera una energía térmica que no puede ser almacenada en el acumulador, este exceso conlleva una penalización económica en vez de un posible beneficio.

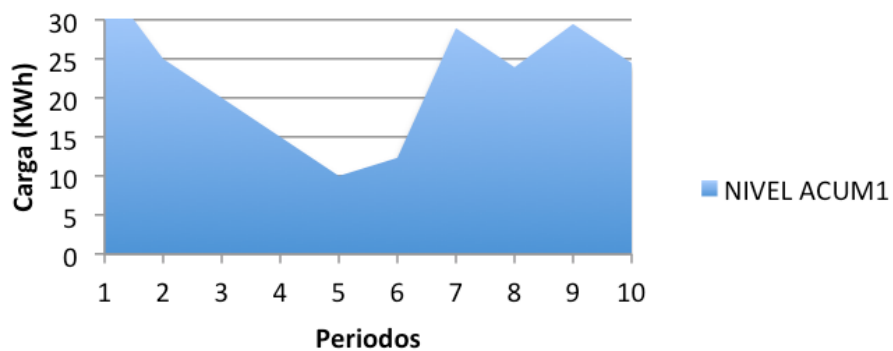


**FIGURA 55- CONSIGNAS TÉRMICAS EN ENSCENARIO 7**

A continuación, en las Figuras 56 y 57 se pueden observar la evolución de los perfiles de niveles de carga en las baterías y en el acumulador respectivamente.

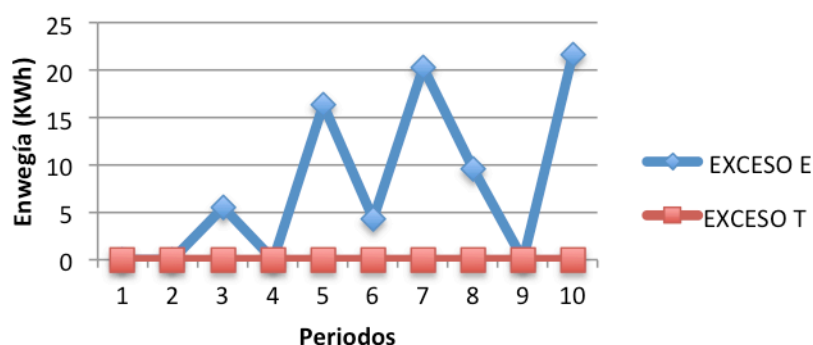


**FIGURA 56: NIVEL DE CARGA DE BATERIAS EN ESCENARIO 7**



**FIGURA 57: NIVEL DE CARGA DE ACUMULADORES EN ESCENARIO 7**

En este escenario, se produce un exceso eléctrico ya que los sistemas renovables eléctricos genera electricidad suficiente para satisfacer la demanda en esos periodos, y la energía excedente es mayor que la capacidad máxima de almacenamiento de las baterías. Ver figura 58.

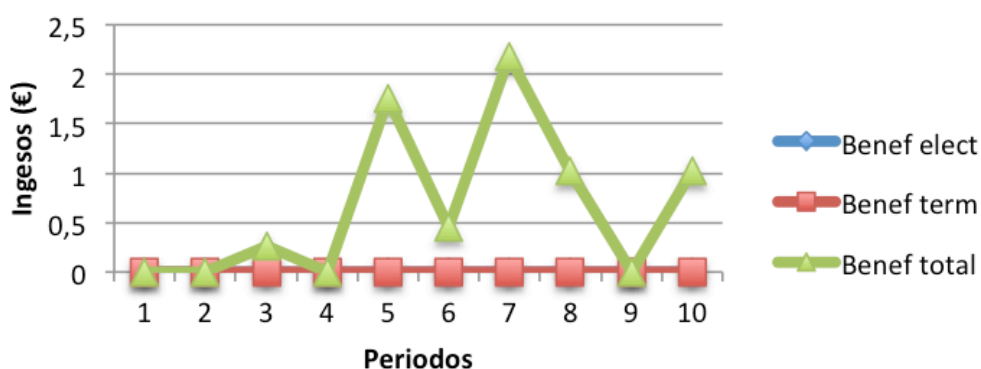


**FIGURA 58: EXCESOS ENERGÉTICOS EN ESCENARIO 7**

Al no existir costes asociados al uso de los equipos y la inexistencia de exceso térmico, la presencia de exceso eléctrico provoca que, en este escenario, es decir, que exista beneficio (Figura 59).

El Beneficio total de esta configuración es

**Benef total 6,6939 €**



**FIGURA 59: BENEFICIOS TOTALES EN ESCENARIO 7**

## 6.2. Escenario global de 96 periodos

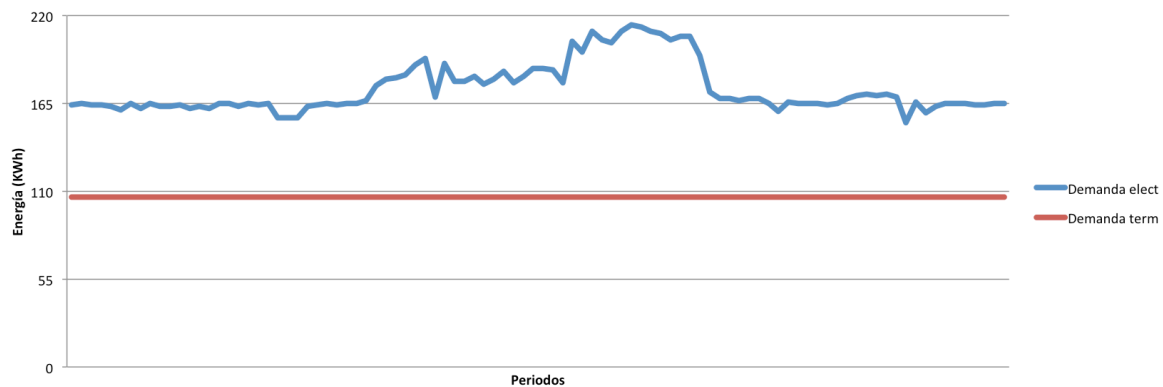
Una vez que se ha estudiado el funcionamiento del algoritmo con todos los equipos en escenarios de 10 periodos y observar que los resultados alcanzados han sido los esperados, se procede a realizar una simulación de un escenario más real y complejo que no se podría comprender sin el estudio más simple realizado con anterioridad.

El escenario que se simula es el de un edificio que cuenta con la presencia de todos los equipos que se contemplan en el algoritmo (baterías, acumulador, equipos renovables, cogenerador, caldera y conexión a la red eléctrica).

**Tabla 50: Activación de equipos escenario 96 periodos**

Equipos	Eléctrico	Térmico
Batería	X	
Acumulador		X
Renovables	X	X
CHP	X	X
Grid	X	
Caldera		X

Las demandas eléctricas y térmicas presentes en este escenario se muestran en la Figura 60. El horizonte temporal es de 24 horas, como en los casos anteriores, pero en esta ocasión hay un total de 96 periodos de 15 minutos cada uno. Además, se dispone de 6 periodos de tarificación distintos, donde los periodos más caros son los que van del 65 al 88.

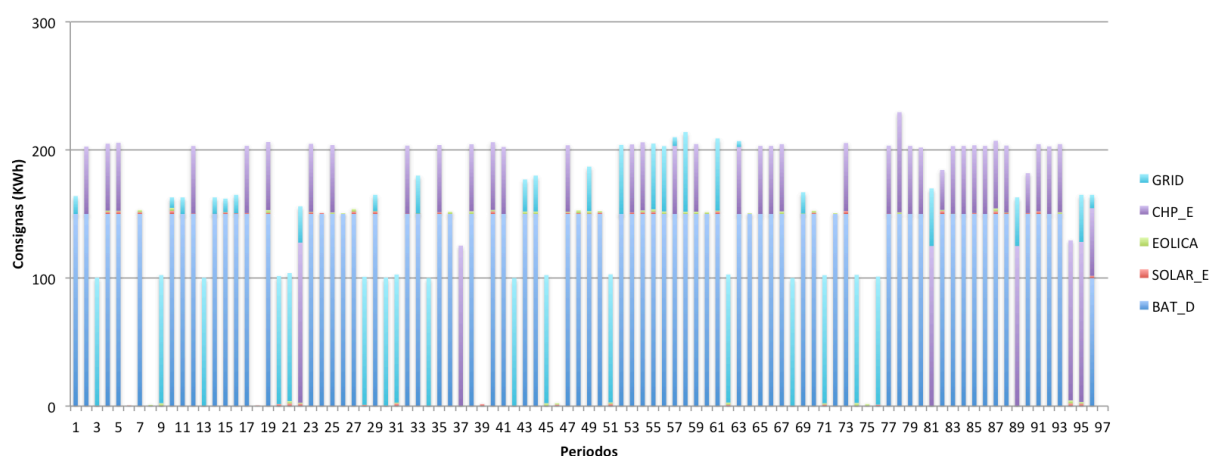


**FIGURA 60: CURVAS DE DEMANDA EN ESCENARIO 96 PERIODOS**

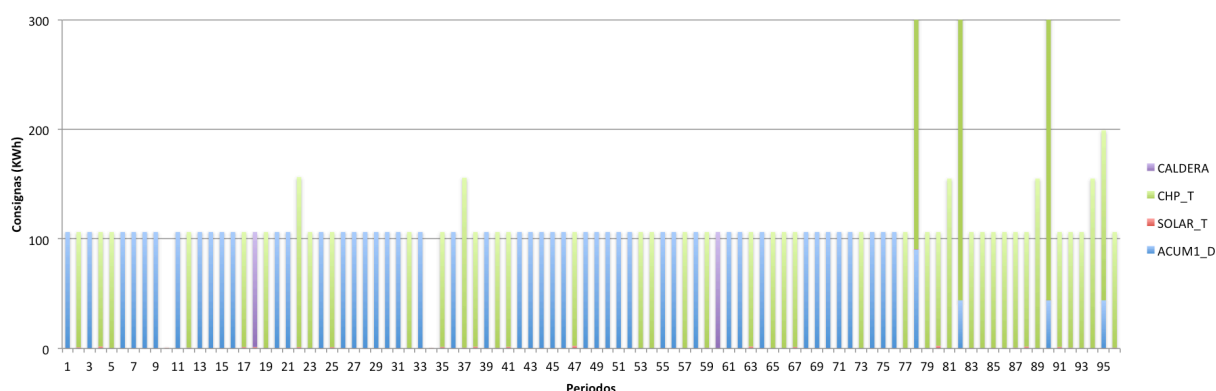
En este escenario, es muy complicado realizar un análisis profundo sobre los resultados

obtenidos por el optimizador. A pesar de ello, se pueden hacer una serie de hipótesis sobre los resultados que se esperan como resultado de aplicar el algoritmo. Se espera que la salida del optimizador se incline a aprovechar todo lo posible las energías renovables, que la compra a la red eléctrica se produzca en los periodos más baratos y que tanto las baterías como acumuladores acaben lo más descargados posibles al fin del horizonte temporal. Al considerarse penalización económica por la existencia de exceso térmicos, se esperan pocos periodos con sobreproducción térmica.

Las consignas energéticas producidas por el optimizador se pueden observar en las siguientes figuras.



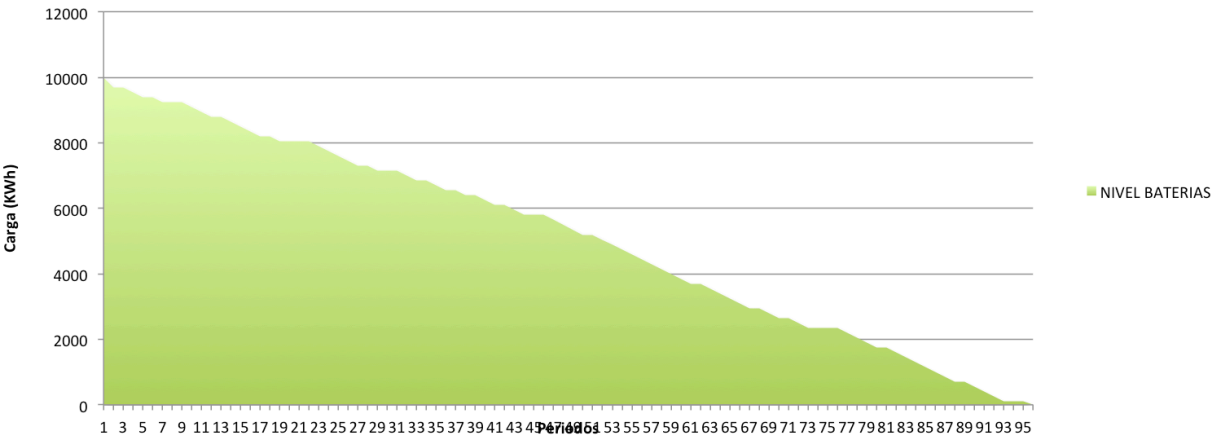
**FIGURA 61: CONSIGNAS ELÉCTRICAS EN ESCENARIO 96 PERIODOS**



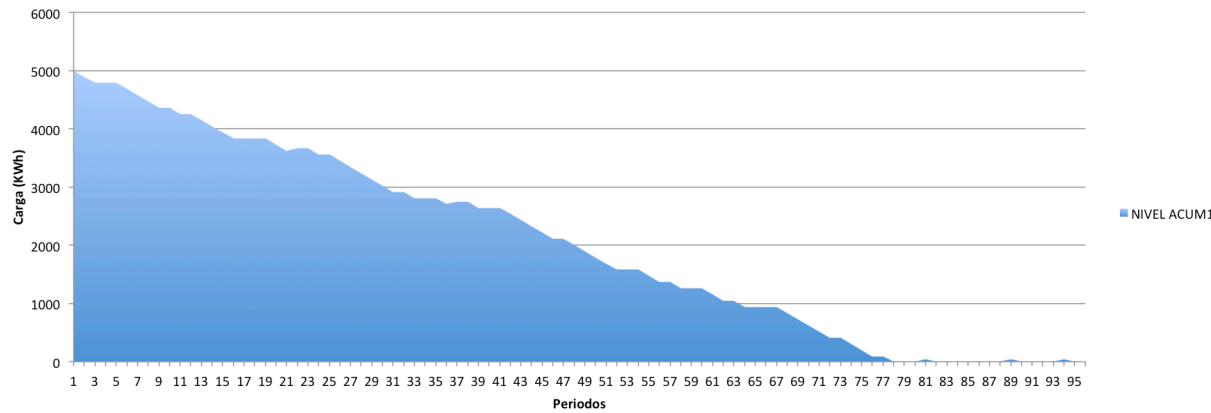
**FIGURA 62: CONSIGNAS TÉRMICAS EN ESCENARIO 96 PERIODOS**



A continuación, en las Figuras 63 y 64 se pueden observar la evolución de los perfiles de niveles de carga en las baterías y en el acumulador respectivamente.

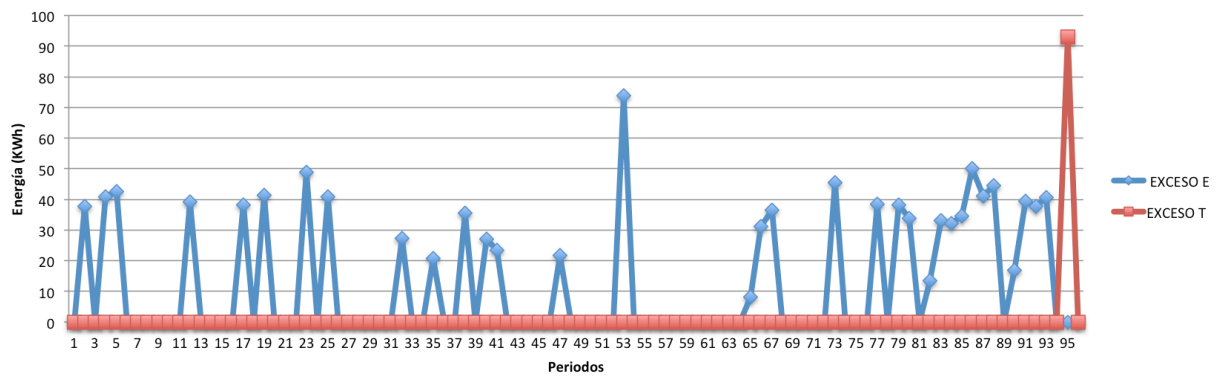


**FIGURA 63: NIVEL DE CARGA DE BATERIAS EN ESCENARIO DE 96 PERIODOS**



**FIGURA 64: NIVEL DE CARGA DE ACUMULADORES EN ESCENARIO DE 96 PERIODOS**

En este escenario, existe tanto exceso eléctrico como térmico según se puede observar en las Figuras 61 y 62. La siguiente figura muestra de forma más clara en que periodo existen excesos y cual es su valor.

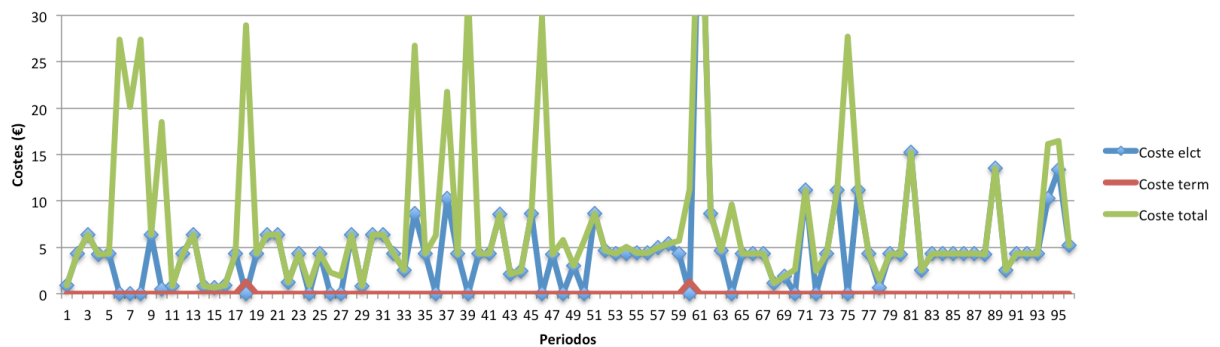


**FIGURA 63: EXCESOS ENERGÉTICOS EN ESCENARIO DE 96 PERIODOS**

El coste total de esta configuración es

**coste total 701,7 €**

En la Figura 64 se representa gráficamente los costes asociados a este escenario, diferenciando entre costes eléctricos y térmicos.



**FIGURA 64- COSTES TOTALES EN ESCENARIO 96 PERIODOS**

## 7. Comparación y Análisis de los Resultados

A lo largo de este epígrafe se intenta explicar, desde un punto de vista práctico, la ventaja de utilizar el algoritmo basado en el PSO binario, como método para resolver sistemas de optimización energética, frente al uso de un método aleatorio del tipo Montecarlo; lo que justifica su elección para el desarrollo del presente proyecto.

La idea de automatizar el estudio de la producción energética en un sistema de generación distribuida, y su posterior análisis, tiene la meta de conseguir optimizar prácticamente a tiempo real las consignas energéticas de cada uno de los equipos que componen el sistema. Al generar estas consignas cada quince minutos, la planificación inicial no se ve afectada en demasía por posibles desviaciones en las consignas dadas por los equipos, ya que éstas vuelven a ser calculadas en los siguientes quince minutos.

---

### 7.1. Comparación y análisis de resultados en escenarios de 10 periodos

---

Para demostrar la mejoría del algoritmo PSO binario frente al método de Montecarlo a la hora de resolver el problema descrito en este proyecto, se realizarán las siete simulaciones descritas en el capítulo anterior mediante este segundo método. El objetivo de realizar las comparaciones en un escenario de 10 periodos persigue, además de comprender más adecuadamente los resultados, reconocer con más facilidad cuando alguno de éstos resulta erróneo o incoherente.

#### **Algoritmo PSO binario frente al método de Montecarlo**

El método de Montecarlo consiste en realizar un determinado número de veces un experimento aleatorio. Sabiendo que la frecuencia que ocurre un suceso se acerca a su probabilidad, su finalidad es que a medida que se aumentan el número de ensayos el valor obtenido se va acercando al valor buscado.

El número de iteraciones que se han elegido para la simulación del método de Montecarlo es de 4000, porque el tiempo que tarda el optimizador en realizar ese número de iteraciones es similar al tiempo que tarda en ejecutar el algoritmo PSO. Al ser el tiempo que se dispone para la resolución del problema el mayor límite del mismo, es lógico ajustar los parámetros de forma que se aproveche el máximo tiempo de cálculo.

La Tabla 51 recoge los equipos que están presentes en cada uno de los diferentes escenarios a comparar.

**Tabla 51: Activación de equipos en los diferentes escenarios**

Escenarios	Batería	Acumulador	Renovables	CHP	Caldera	Grid
<b>Escenario 1.a</b>	x					
<b>Escenario 1.b</b>	x					x
<b>Escenario 2.a</b>				x		
<b>Escenario 2.b</b>				x		x
<b>Escenario 3.a</b>	x			x		
<b>Escenario 3.b</b>	x			x		x
<b>Escenario 4.a</b>	x	x		x		
<b>Escenario 4.b</b>	x	x		x		x
<b>Escenario 5</b>	x	x		x	x	x
<b>Escenario 6</b>	x	x		x		x
<b>Escenario 7</b>	x	x	x	x	x	x

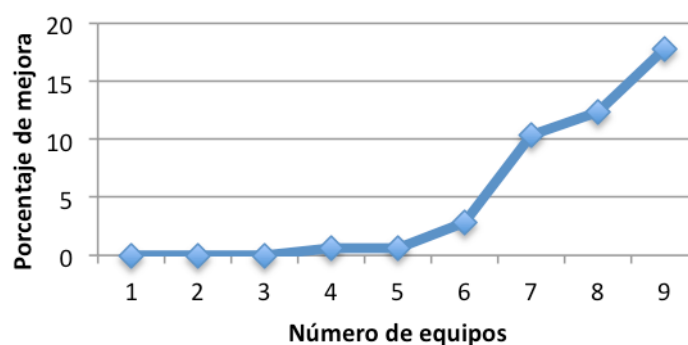
En la Tabla 52 se especifica el mejor coste para cada uno de los 11 escenarios obtenido mediante el método de Montecarlo, el coste obtenido mediante el algoritmo PSO binario y el ahorro producido y la mejoría en porcentaje de un método frente al otro.

**Tabla 52: Comparación entre algoritmo PSO y método Montecarlo**

Escenarios	Coste Montecarlo	Coste PSO	Ahorro (€)	Ahorro(%)
<b>Escenario 1.a</b>	0 €	0 €	0 €	0 %
<b>Escenario 1.b</b>	3,4426 €	3,4426 €	0 €	0 %
<b>Escenario 2.a</b>	9,6570 €	9,6570 €	0 €	0 %
<b>Escenario 2.b</b>	6,8078 €	6,8078 €	0 €	0 %
<b>Escenario 3.a</b>	7,7587 €	7,7587 €	0 €	0 %
<b>Escenario 3.b</b>	6,1897 €	6,1485 €	0,0412 €	0,67 %
<b>Escenario 4.a</b>	8,54 €	8,491 €	0,049 €	0,57 %
<b>Escenario 4.b</b>	4,173 €	4,0585 €	0,1145 €	2,82 %
<b>Escenario 5</b>	4,0429 €	3,6626 €	0,3803 €	10,33 %
<b>Escenario 6</b>	3,9143 €	3,4844 €	0,4299 €	12,33 %
<b>Escenario 7</b>	-5,5047 €	-6,6939 €	1,1892 €	17,76 %

Según se puede observar en la tabla anterior, el algoritmo PSO proporciona mejores resultados que el método de Montecarlo. La mejoría se puede observar a partir del escenario 3. b, es decir, desde el momento en el que existen tres equipos en el sistema. Esto se debe al aumento considerable de combinaciones que existen a partir de este escenario. Por tanto, el porcentaje de mejoría irá aumentando a medida que incremente el número de equipos presentes en el sistema.

La Figura 67 muestra la evolución de mejoría en porcentaje en función del número de equipos presentes en el sistema.



**FIGURA 67: PORCENTAJE DE MEJORA**

## 7.2. Comparación y análisis de resultados en escenarios de 96 periodos

Una vez que se ha mostrado que con el algoritmo diseñado en este proyecto el optimizador devuelve mejores soluciones que mediante el método de Montecarlo, se procede a realizar una comparación para un escenario más real y, por tanto, más complejo. Como se detalla en el capítulo anterior, este nuevo escenario cuenta con 96 periodos de quince minutos cada uno. En este escenario detallado en 6.2 Escenario de 96 periodos, el optimizador tiende a utilizar lo máximo posible las energías renovables, a comprar energía eléctrica al grid en los periodos donde ésta sea más barata y que, tanto baterías como acumuladores, lleguen lo más descargados posibles al final del horizonte temporal.

En la Tabla 53 se puede observar los costes obtenidos para este escenario mediante el algoritmo PSO y el método de Montecarlo, así como el ahorro producido de utilizar uno frente al otro.

**Tabla 53: Comparación entre algoritmo PSO y método Montecarlo 96 periodos**

	Coste PSO (€)	Coste Montecarlo (€)	Ahorro (€)
<b>Escenario 96 periodos</b>	701,7 €	766,1489 €	64,4489 €

Analizando la Tabla 53 se puede garantizar que, ejecutando el algoritmo PSO diseñado, se alcanzan mejores resultados que utilizando el método de Montecarlo. En valores

numéricos se puede hablar de una mejoría del casi 10 %. Como se pudo deducir en la comparativa para escenarios de 10 periodos, el método de Montecarlo se convertía en más ineficiente a medida que se aumentaban el número de equipos y, por supuesto, del número de periodos. Por tanto, como el objetivo del optimizador es resolver problemas complejos con 96 periodos y con un número amplio de sistemas, se precisa la utilización del algoritmo PSO.

## 8. Conclusiones

El sector energético de nuestro país ha sufrido en estos últimos años una importante transformación en aras de atender a la demanda social, a la vez que cumplir con los compromisos medioambientales. Una de las principales consecuencias de esta transformación se percibe en su evolución. Así, en el sector energético hacia un mercado liberalizado apareciendo nuevas empresas, agentes e instalaciones. Esta nueva situación provoca que se haya dado un salto cuantitativo y cualitativo muy importante en todos los subsectores de la energía, que permite contar hoy con un sistema energético robusto, eficiente y seguro, con más y mejores infraestructuras y con elevadas innovaciones tecnológicas. En este sentido, el desarrollo de nuevas formas de energía ha propiciado el desarrollo económico y la mejora del nivel de vida de toda la sociedad.

Este avance en el área energética no se puede comprender sin la idea de la generación distribuida. Este concepto trae consigo la aparición de sistemas que permiten construir redes más eficientes, tanto en la producción como en la gestión, aplicadas normalmente a modelos de pequeña potencia. La generación distribuida persigue acercar la producción de electricidad y calor al usuario final aprovechando el avance de las tecnologías. Se centra en la generación de energía en puntos cercanos al consumidor, pero no implica que se tenga que emplear una tecnología en concreto. Por ello, resulta interesante determinar cuál es la configuración más eficiente de los equipos presentes en un sistema de generación de energía distribuida que cumpla con las restricciones asociadas al sistema.

El principal objetivo del proyecto es el diseño de un software que resuelva un problema de sistemas de generación energética distribuida mediante un algoritmo de optimización. En el caso de este proyecto se propone la resolución del problema mediante el algoritmo PSO binario. Para ello, se ha diseñado un modelo matemático que permite conseguir el rendimiento máximo tanto técnico como económico de un sistema de gestión energética distribuida que posee simultáneamente fuentes de energía gestionables y no gestionables.

En este trabajo, tras realizar el modelo que define el sistema a estudiar, se describe detalladamente el algoritmo elegido para la resolución del problema. Es decir, se realiza una descripción técnica del algoritmo a implementar, indicando la secuencia que sigue el optimizador para alcanzar la solución. Esta secuencia es la siguiente: lectura de los datos de entrada, creación de una población inicial, exposición de la heurística empleada para resolver el problema y escritura de los datos de salida. Una vez planteada la secuencia del algoritmo se definen sus parámetros particulares.

Posteriormente, se ha desarrollado una herramienta informática mediante el programa Matlab, basado en el diseño del modelo matemático y en la secuencia del algoritmo, con el fin de proporcionar, en cada instante, las consignas energéticas óptimas para conseguir que el sistema sea lo más eficaz posible.

Por último, se procede a la resolución del problema mediante el algoritmo implementado para diferentes escenarios, diferenciándolos según el número de equipos presentes en el sistema, el número de periodos existentes o el nivel de carga inicial de los equipos almacenadores.

A la vista de los resultados, se demuestra y verifica que el uso, en cualquier entorno posible de un sistema con generación distribuida, del optimizador diseñado a lo largo de este proyecto, permite mejorar la eficiencia energética del sistema, reduciendo la consecución de energía mediante los sistemas tradicionales y minimizando la generación de excesos térmicos que provocan daños en el aspecto medioambiental. Como consecuencia, se produce una reducción de los costes y del consumo energético del sistema.

Del mismo modo, el optimizador devuelve configuraciones lógicas de los equipos dependiendo del escenario en el que se encuentren. Es decir, ante la presencia de las baterías y corriente eléctrica en el sistema, el optimizador tiende a descargar las baterías en los periodos donde la energía es más cara y compra energía a la red en los períodos más baratos. Otro ejemplo reseñable es que los equipos almacenadores tienden a estar lo más descargado posibles al final del horizonte temporal.

Por otro lado, se ha demostrado que ejecutándose el algoritmo PSO diseñado se obtienen mejores resultados para el problema que se plantea que la aplicación del método de Montecarlo para la resolución del mismo. Además, se ha observado que esta mejora aumenta cuanto mayor sea el número de equipos presentes en el sistema o cuanto mayor sea el número de periodos que se evalúen. Al ser el objetivo del optimizador resolver problemas complejos con 96 periodos y con un número amplio de sistemas, se puede comprobar que es necesario la utilización del algoritmo PSO.

El principal límite del optimizador es el tiempo en el cual el algoritmo PSO binario tiene que proporcionar la mejor salida posible. Dicho tiempo debe ser indicado en el fichero de entrada que se le proporciona al optimizador y, en el caso de este proyecto, se trata de 15 minutos. Por tanto, la calidad de los resultados obtenidos depende en gran medida de la potencia de procesado que contenga la máquina en la que se ejecute el optimizador. De este modo, una mayor potencia de procesado permite incrementar el número de partículas de la nube y el número de iteraciones, aumentando así la calidad de la solución.

Este proyecto pone de manifiesto la importancia de contar, en la actualidad, con un sistema



de distribución de energía adecuado capaz de satisfacer el crecimiento constante de la demanda energética y de cumplir las exigencias técnicas y medioambientales presentes en estos tiempos. Por ello, es necesario profundizar más en este tema con el objetivo de garantizar en un futuro próximo un abastecimiento energético más eficiente, apoyándose en los equipos estudiados en este proyecto y en el autoconsumo.

## REFERENCIAS

- Afshinmanesh, P.; Shahabadi, M.; Bahrami, F.; Marandi, A. (2006): 'Boolean particle swarm optimization and its application to the design of a dual-band dual-polarized planar antenna', *IEEE Congress on Evolutionary Computation*, pp. 3212-18
- Álvarez, E.; Castro, U. (2014): 'Generación distribuida y autoconsumo'; *Cuadernos Orkestra*; Cátedra de Energía, 9, pp. 1-13
- APPA, Asociación de Productores de Energías Renovables: [www.appa.es](http://www.appa.es).
- Bachiller Araque, J. (2014): 'El sector energético español y su aportación a la sociedad'; *Instituto Español de la Energía*, pp. 1-86
- Cardona, E.; Placentino, A. (2006): 'Matching economical, energetic and environmental benefits: an analysis for hybrid CCHP-heat pump systems', *Energy*, vol. 31, pp. 490-15.
- Cho, H.; Eksioglu, S.; Luck, R.; Chamra, L.M.: (2008): 'Operation of micro-CHP system using an optimal energy dispatch algorithm', In: *ASME proceedings of energy sustainability*, pp. 747-754
- Deneubourg, J.L.; Beekers, R.; Goss S.; Pasteels, J.M. (1990) : 'Collective decision making through food recruitment', *Insect Soc*, vol 37, pp. 258-67
- Flores Jimeno, M.R.; Santos Cebrián, M. (2015): 'El Mercado Eléctrico en España: La convivencia de un monopolio natural y el libre mercado'; *Revista Europea de Derechos Fundamentales*, 25, pp. 257-97
- García, A.; García-Álvarez, M.T.; Moreno, B. (2017): 'Transición en el Sector Eléctrico Ibérico: hacia un mercado más sostenible y liberalizado'; *Global Development and Environment Institute*, documento de trabajo nº 17-01
- García, J.M, (2006) : 'Algoritmos Basados en Cúmulos de Partículas Para la Resolución de Problemas Complejos', Proyecto Fin de Carrera, Universidad de Málaga, pp.1-43
- González, A.; Roger-Riba, J.; Rius, A. (2016): 'Combined heat and power design based on environmental and cost criteria', *Energy*, vol.116, pp. 922-32
- Gutierrez Zapico, A. (2016) : 'Generación Distribuida y Autoconsumo'; *Club Español de la Energía*, pp. 1-6
- IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía: [www.idae.es](http://www.idae.es).
- Kennedy, J.; Eberhart, R. (1995): 'Particle Swarm Optimization', *Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks* , pp. 1942-48
- Kennedy, J.; Eberhart, R. (1997): 'A Discrete Binary Version of the Particle Swarm Algorithm', *Proceedings of the IEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, vol 5, pp. 3212-18
- Mago, P.J.; Fumo, N.; Chamra, L.M. (2007): 'Methodology to perform a non-conventional evaluation of cooling, heating and power systems', *Journal of Power Energy*, vol. 222, pp. 1075-87.

Mateos, C. (2015): ‘Análisis de viabilidad e implantación de sistemas de cogeneración en el sector residencial’; Proyecto Fin de Carrera, Universidad Politécnica de Madrid

Meng, A.; Mei, P.; Yin, H.; Peng, X; Guo, Z. (2015): ‘Crisscross optimization algorithm for solving combined heat and power economic dispatch problem’; *Energy Conversion and Management*, vol. 105, pp. 1303-17

Montes, E. (2017) : ‘Balance energético 2016 y perspectiva 2017’; *Asociación Española de la Industria Eléctrica*, UNESA, pp. 1-16

Perea, E., Ruiz, N.; Cobelo, I.; Lizuaina, Z y Carrascal, A. (2016): ‘A novel optimization algorithm for efficient economic dispatch of Combined Heat and Power devices’, *Energy and Buildings*, vol.111, pp. 507-14

Real Decreto 900/2015, de 9 de Octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. BOE número 243 (10 de Octubre de 2015), pp. 94874-917

Rong, A.; Luh, P.B. (2017): ‘A Dynamic Regrouping Based Dynamic Programming Approach for Unit Commitment of the Transmission-constrained Multi-site Combined Heat and Power System’, *IEEE Transactions on Power Systems*, 99

Rong, A.; Luh, P.B.; Lahdelma, R. (2017): ‘An efficient model and algorithm for the transmission-constrained multi-site combined heat and power system’, *European Journal of Operational Research*, vol. 258, Issue 3, pp. 1106–17

Schmidla, T.; Stadler, I. (2016): ‘Prospective Integration of Renewable Energies with High Capacities Using Combined Heat and Power Plants (CHP) with Thermal Storages’; *Energy Procedia*, vol. 99, pp. 292-97

Simons, G.; Barsun, S.; Kurnik. C. (2016): ‘Combined Heat and Power, The Uniform Methods Project: Methods for Determining Energy-Efficiency Savings for Specific Measures’. Golden, CO; *National Renewable Energy Laboratory*. NREL/ SR-7A40-67307.

## Anexo 1: Descripción del fichero de entrada

Para estandarizar la forma en la que son entregados los datos de entrada al optimizador se propone el siguiente formato.

En el fichero de entrada del cual se van a tomar los datos para el optimizador, se definen en filas diferentes cada apartado y dentro de cada fila se ordenan los distintos campos.

### **Fila 1: Datos relativos al algoritmo**

- Número de periodos
- Número máximo de iteraciones
- Número de partículas
- Duración del periodo en horas
- Número de equipos
- Peso cognitivo
- Peso social
- Factor de inercia inicial
- Factor de inercia final
- Velocidad máxima

### **Fila 2: Equipos presentes en el escenario**

- Baterías
- Acumulador 1
- Acumulador 2
- Acumulador 3
- Solar eléctrica
- Solar térmica
- Eólica
- CHP

- Grid
- Caldera

### **Fila 3: Baterías**

- Nivel de carga inicial (KW)
- Nivel mínimo de carga (KW)
- Nivel máximo de carga (KW)
- Potencia máxima de descarga (KW)
- Potencia máxima de carga (KW)
- Coeficiente de rendimiento de carga C0
- Coeficiente de rendimiento de carga C1
- Coeficiente de rendimiento de carga C2
- Coeficiente de rendimiento de descarga D0
- Coeficiente de rendimiento de descarga D1
- Coeficiente de rendimiento de descarga D2
- Coste variable (€/KWh)
- Coste fijo (€/periodo)
- Coste de arranque (€/cambio de estado)

### **Fila 4: Acumuladores**

- Nivel de carga inicial (KW)
- Nivel mínimo de carga (KW)
- Nivel máximo de carga (KW)
- Potencia máxima de descarga (KW)
- Potencia máxima de carga (KW)
- Coeficiente de rendimiento de carga E0

- Coeficiente de rendimiento de carga E1
- Coeficiente de rendimiento de carga E2
- Coeficiente de rendimiento de descarga F0
- Coeficiente de rendimiento de descarga F1
- Coeficiente de rendimiento de descarga F2
- Coste variable (€/KWh)
- Coste fijo (€/periodo)
- Coste de arranque (€/cambio de estado)

#### **Fila 5: Renovables**

- Coeficiente de rendimiento de producción eléctrica A0\_e\_k
- Coeficiente de rendimiento de producción eléctrica A1\_e\_k
- Coeficiente de rendimiento de producción eléctrica A2\_e\_k
- Coeficiente de rendimiento de producción térmica A0\_h\_k
- Coeficiente de rendimiento de producción térmica A1\_h\_k
- Coeficiente de rendimiento de producción térmica A2\_h\_k
- Coste variable equipo eléctrico (€/KWh)
- Coste fijo equipo eléctrico (€/periodo)
- Coste de arranque equipo eléctrico (€/cambio de estado)
- Coste variable equipo térmico (€/KWh)
- Coste fijo equipo térmico (€/periodo)
- Coste de arranque equipo térmico (€/cambio de estado)

#### **Fila 6: Previsión solar eléctrica**

Energía máxima disponible para producir en cada periodo por el equipo de solar eléctrica.

**Fila 7: Previsión solar térmica**

Energía máxima disponible para producir en cada periodo por el equipo de solar térmica.

**Fila 8: Previsión eólica**

Energía máxima disponible para producir en cada periodo por el equipo de solar eléctrica.

**Fila 9: CHP**

- Potencia eléctrica máxima (KWh)
- Potencia térmica máxima (KWh)
- Coeficiente de rendimiento de producción A0
- Coeficiente de rendimiento de producción A1
- Coeficiente de rendimiento de producción A2
- Coste variable (€/KWh)
- Coste fijo (€/periodo)
- Coste de arranque (€/cambio de estado)
- Precio del combustible (€)
- PCS (KWh/Nm<sup>3</sup>)
- PCI (KW/Nm<sup>3</sup>)
- Rendimiento

**Fila 10: Caldera**

- Potencia térmica máxima (KWh)
- Coeficiente de rendimiento de producción G0
- Coeficiente de rendimiento de producción G1
- Coeficiente de rendimiento de producción G2
- Coste variable (€/KWh)

- Coste fijo (€/periodo)
- Coste de arranque (€/cambio de estado)
- PCS (KWh/Nm3)
- PCI (KW/Nm3)
- Precio combustible (€)

#### **Fila 11: Precio grid**

- Precio compra electricidad en el periodo tarifario 1 (€/KWh)
- Precio compra electricidad en el periodo tarifario 2 (€/KWh)
- Precio compra electricidad en el periodo tarifario 3 (€/KWh)
- Precio compra electricidad en el periodo tarifario 4 (€/KWh)
- Precio compra electricidad en el periodo tarifario 5 (€/KWh)
- Precio compra electricidad en el periodo tarifario 6(€/KWh)
- Precio venta electricidad en el periodo tarifario 1 (€/KWh)
- Precio venta electricidad en el periodo tarifario 2 (€/KWh)
- Precio venta electricidad en el periodo tarifario 3 (€/KWh)
- Precio venta electricidad en el periodo tarifario 4 (€/KWh)
- Precio venta electricidad en el periodo tarifario 5 (€/KWh)
- Precio venta electricidad en el periodo tarifario 6(€/KWh)

#### **Fila 12: Periodo tarifario**

Periodo de facturación eléctrica para cada periodo temporal

#### **Fila 13: Potencia máxima contratada**

Potencia máxima contratada para cada periodo temporal

#### **Fila 14: Costes grid**

- Coste fijo (€/periodo)



- Coste de arranque (€/periodo)
- Tasa
- IVA

**Fila 15: Demanda eléctrica**

Valor de la demanda de la energía eléctrica para cada periodo temporal.

**Fila 16: Demanda térmica**

Valor de la demanda de la energía térmica para cada periodo temporal.

**Fila 17: Costes extras**

- Coste por exceso térmico (€)
- Coste por insatisfacción de la demanda (€)

## Anexo 2: Descripción del fichero de salida

Los resultados obtenidos por el optimizador se volcarán en un fichero que tiene una determinada estructura. Se ha considerado que los resultados que aportan información son los siguientes.

**Fila 1:** Consignas de descarga de las baterías.

**Fila 2:** Consignas de carga de las baterías.

**Fila 3:** Consignas de descarga del acumulador 1.

**Fila 4:** Consignas de carga del acumulador 1.

**Fila 5:** Consignas de descarga del acumulador 2.

**Fila 6:** Consignas de carga del acumulador 2.

**Fila 7:** Consignas de descarga del acumulador 3.

**Fila 8:** Consignas de carga del acumulador 3.

**Fila 9-** Consignas solar eléctrica.

**Fila 10:** Consignas solar térmica.

**Fila 11:** Consignas eólica.

**Fila 12:** Consignas eléctricas CHP.

**Fila 13:** Consignas del grid.

**Fila 14:** Consignas térmica CHP.

**Fila 15:** Consignas caldera.

**Fila 17:** Nivel de batería.

**Fila 18:** Nivel de acumulador 1.

**Fila 19:** Nivel de acumulador 2.

**Fila 20:** Nivel de acumulador 3.

**Fila 21-** Exceso eléctrico producido .

**Fila 22:** Exceso térmico producido.

**Fila 23-** Coste eléctrico .

**Fila 24:** Coste térmico.

**Fila 25:** Coste total.

**Fila 26:** Coste de la partícula.

**Fila 27:** Número de la partícula.